

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC
Centro Socioeconômico - CSE
Departamento de Ciências Econômicas e Relações Internacionais
Curso de Graduação em Ciências Econômicas

MOZER ANDRINO OLIVEIRA

PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.

FLORIANÓPOLIS, 2016

MOZER ANDRINO OLIVEIRA

**PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
DA EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.**

Monografia submetida ao Curso de Ciências
Econômicas da Universidade Federal de Santa
Catarina, como requisito obrigatório para obtenção
do grau de Bacharelado.

Orientador: Professor João Randolfo Pontes

FLORIANÓPOLIS, 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA E RELAÇÕES INTERNACIONAIS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

**PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
DA EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.**

Monografia submetida ao departamento de
Ciências Econômicas para obtenção de carga
horária na disciplina CNM7107 - Monografia.

Por: Mozer Andrino Oliveira

Orientador: Prof. João Randolfo Pontes

Área de Pesquisa: Economia da Energia

Palavras-chave: 1. Distribuição de Energia Elétrica

2. Prorrogação da Concessão

3. CELESC Distribuição

FLORIANÓPOLIS, 2016

MOZER ANDRINO OLIVEIRA

**PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
DA EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.**

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 9,0 ao aluno Mozer Andrino Oliveira na disciplina CNM 7107 – Monografia por este trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. João Randolfo Pontes
Presidente

Prof. Daniel de Santana Vasconcelos
Membro

Prof. Francisco Gelinski Neto
Membro

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela vida e saúde como também por colocar em meu caminho tantas pessoas especiais.

A minha esposa Janaina Bortolon pelo apoio, carinho e paciência em compreender minha dedicação nesta longa e difícil jornada.

Aos meus pais por todo o amor, educação e possibilidades proporcionadas, bem como aos meus irmãos.

A todos os colegas de curso, em especial a Alexandre Ferrarezi, Gedeão Locks Ferreira, Matheus Rocha Fernandes, Natan Weber Floriani e Nicólli Cesconetto Espíndola.

Aos meus inseparáveis amigos que sempre me apoiaram, especialmente, ao Grupo Clas.

Ao meu colega de trabalho Luiz Henrique Queiros de Lima, o qual me apoiou e possibilitou trocas de viagem a serviço para que eu pudesse frequentar as aulas da forma mais adequada possível.

Ao Prof. Dr. João Randolfo Pontes pela orientação, mas também pelos ensinamentos transmitidos ao longo do curso.

Ao Prof. Dr. Eraldo Sergio Barbosa da Silva, não só pelos ensinamentos, como também pelo apoio durante a construção do projeto desta monografia em decorrência de problemas de saúde do Prof. Dr. João Randolfo Pontes.

A todos os professores pelo esforço em transmitir seus conhecimentos, possibilitando uma formação de qualidade nesta complexa e difícil ciência que é a Economia.

RESUMO

O presente trabalho tem por propósito demonstrar as possibilidades e exigências para a prorrogação do contrato de concessão para a distribuição de energia elétrica da CELESC Distribuição S.A, que teve o vencimento de seu contrato junto à ANEEL em 7 de julho de 2015. A possibilidade de prorrogação de concessão se deve aos termos da Medida Provisória nº 579 de 2012, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 e regulamentada pelo Decreto nº 8.461 de 2 de junho de 2015. De forma a sustentar o alcance do objetivo proposto nesta pesquisa, buscou-se alicerçar os argumentos desenvolvidos com base nos fundamentos da teoria microeconômica, os quais permitem justificar as principais características que ocorrem no segmento econômico de distribuição de energia elétrica, sob a forma de monopólio natural. Diante deste pressuposto foi verificado o melhor meio para que se possa garantir a eficiência econômica sob a lógica de um monopólio natural. No caso do Brasil, este processo sofre a regulação imposta pela ANEEL, a qual estabelece os critérios e metas que devem fazer parte do termo aditivo formulado para cada tipo de prorrogações, os quais devem ser atingidos pelas concessionárias. O não cumprimento dos requisitos estabelecidos pode levar a perda da concessão por parte da concessionária. Importante destacar que a busca pela eficiência econômica torna obrigatório o cumprimento de metas de qualidade do serviço prestado e de uma gestão econômico-financeira que torne o lucro operacional positivo, o qual é medido pelo indicador LAJIDA e de índices operacionais que medem satisfatoriamente o funcionamento do sistema elétrico; DEC e FEC. A pesquisa tornou possível a realização da análise das principais características e requisitos que possibilitam a efetiva prorrogação, bem como da análise dos principais indicadores e metas impostas pelo contrato de prorrogação, com a evolução destes alcançados ao longo dos últimos anos pela CELESC Distribuição.

Palavras chave: Distribuição de Energia Elétrica, Prorrogação da Concessão, CELESC Distribuição.

OLIVEIRA, Mozer Andrino, **PRORROGAÇÃO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EMPRESA CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.** Florianópolis: Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) - Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2016.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura do setor elétrico Brasileiro.	52
Figura 2 - Estrutura da CELESC Holding.	56
Figura 3 - Simulação das metas para a sustentabilidade econômico-financeira.....	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites Globais Anuais de DECI e FECI.....	63
Tabela 2 - Percentual de expurgo (DECINC e FECINC), em relação ao DEC e FEC apurados.	66
Tabela 3 - Variação EBITDA CELESC entre 2010 e 2015 em milhões de Reais.....	73

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Monopólio com uma curva de demanda linear. Lucro é maximizado quando $RM = CMa$	20
Gráfico 2 - Regulamentação do preço de monopólio natural.	22
Gráfico 3 - Histórico do DEC da CELESC-DIS apurados e seus limites.	64
Gráfico 4 - Histórico do FEC da CELESC-DIS apurados e seus limites.	64
Gráfico 5 - Metas para o DEC e sua necessária evolução.	67
Gráfico 6 - Metas para o FEC e sua necessária evolução.	68
Gráfico 7 - Participação das empresas do grupo no ROB e no Resultado Consolidado do exercício de 2011.	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo

CASAN – Companhia de Água e Saneamento Companhia de Água e Saneamento

CCEE – Comitê de Comercialização de Energia elétrica

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNAEE – Conselho Nacional de Águas e energia Elétrica

COPEL – Companhia Paranaense de Energia Elétrica

CRC – Conta de Resultados a Compensar

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DECi – Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

DFESA – Dona Francisca Energética S.A

DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia

DNAEE Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EBITDA – Earning Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization

ECTE – Empresa Catarinense de Transmissão de Energia

EEF – Equilíbrio Econômico Financeiro

ELETRORAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

ENERCAN – Energética Campos Novos S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S. A.

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FECi – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

IEE – Indústria de Energia elétrica

LAJIDA – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MAESA – Machadinho Energética S.A

MME – Ministério de Minas e Energias

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIE – Produtores Independentes de Energia

PMSO – Pessoal, Materiais, Serviços e Outros

RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

ROL – Receita Operacional Líquida

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

QRR – Quota de Reintegração Regulatória

TCU – Tribunal de Contas da União

SUMÁRIO

CAPITULO 1 – INTRODUÇÃO	13
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	13
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 Objetivo Geral.....	15
1.2.2 Objetivos Específicos	15
1.3 METODOLOGIA.....	16
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
CAPITULO 2 - REFERÊNCIAL TEÓRICO.....	18
2.1 MERCADO	18
2.1.1 Monopólio.....	19
2.1.1.1 Monopólio natural	21
2.2 EFICIÊNCIA ECONÔMICA.....	23
2.3 REGULAÇÃO ECONÔMICA	24
2.3.1 Custo de Oportunidade	31
2.4 ENERGIA ELÉTRICA	33
2.5 CONCESSÃO	34
2.5.1 Intervenção na concessão.....	37
2.5.2 Extinção da concessão	38
2.6 PRAZO DA CONCESSÃO E SUA PRORROGAÇÃO.....	40
2.7 INDICADORES DE QUALIDADE – DEC e FEC	44
2.8 INDICADOR ECONÔMICO-FINANCEIRO – LAJIDA ou EBITDA	45
CAPITULO 3 – ASPECTOS DA PRORROGAÇÃO	47
3.1 CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	47
3.2 CELESC S.A.	53
3.3 LEI Nº 12.783 E O DECRETO Nº 8.461	57
3.4 INDICADORES E METAS ESTABELECIDAS PELO 5º TERMO ADITIVO AO CONTRATO 056/1999 DA CELESC DISTRIBUIÇÃO	62
3.4.1 Metas DEC e FEC.....	62
3.4.2 Metas LAJIDA ou EBITDA	69
CAPITULO 4 – CONCLUSÕES	78
REFERÊNCIAS	81

ANEXOS I – Definições e informações adicionais.....	87
ANEXOS II – Histórico dos Índices de continuidade da CELESC Distribuição.	90
ANEXOS III – Indicadores DEC e FEC estratificados.....	91

CAPITULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia elétrica é insumo essencial e estratégico para o desenvolvimento econômico e social de países e da população de uma forma geral. Por isso, quando se planeja o desenvolvimento de um país se deve pensar na estrutura e na capacidade de produção e distribuição de energia elétrica, bem como na continuidade e qualidade destes serviços. No Brasil a indústria de energia elétrica vem se desenvolvendo ao longo do tempo, especialmente a partir de 1907 quando se inicia sua regulamentação.

O início da regulamentação do setor elétrico brasileiro se deu através do projeto do Código das Águas realizado pelo professor e jurista Alfredo Valladão, sendo concluído em 1907, o qual tramitou pela Câmara dos Deputados e pelo Senado por vários anos, sendo revisado em 1933 e dando origem ao Decreto nº 26.234 em 10 de julho de 1934, sendo promulgado durante o governo Getúlio Vargas. Desde então foi estabelecido os prazos para as concessões de aproveitamento, produção e distribuição de energia elétrica, que variavam entre 30 e 50 anos, dependendo do nível de investimento necessário (GANIM, 2003). A partir daí passou a ocorrer uma constante evolução legislativa referente ao setor, as quais estabeleceram o poder de concessão e fiscalização do governo federal. Na visão de Ganim (2003),

O Decreto-Lei nº 852/38 estabeleceu a necessidade de “autorização ou concessão federal” para a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição, e, em 1940, passou a ser necessária a autorização para aproveitamentos de potencial hidroelétrico e implantação de usina termelétrica. Assegurava também o direito do poder público de fiscalizar técnica, financeira e contabilmente as empresas do setor, visando garantir a prestação de um serviço adequado, com tarifas razoáveis e equilíbrio financeiro das empresas (GANIM, 2003, p.41).

Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), através do Decreto-lei nº 1.285, de 18 de maio de 1939, o qual possuía várias atribuições, entre elas, a de regulamentar o Código das Águas. Em 1960 este órgão passou a ser subordinado ao Ministério de Minas e Energias (MME), devido à criação deste através da Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. Nesta mesma data, as atribuições do CNAEE foram incorporadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), criado pela Lei nº

4.904, de 17 de dezembro de 1965, passando, ao longo do tempo, a ser os órgãos de planejamento, coordenação, regulação e fiscalização da produção, transmissão e comercialização de energia elétrica por um processo de constante transformação, o qual daria origem através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia (ANEEL, 2015).

A legislação veio então sendo aprimorada juntamente com os órgãos responsáveis pelo setor elétrico Brasileiro. Dentre as várias regulamentações para viabilizar os investimentos e melhorar a situação financeira do setor elétrico, pode-se destacar a Lei nº 8.631/1993. Durante este processo foram criadas diversas leis, decretos e atos, dando prosseguimento às mudanças no modelo do setor elétrico. Dentre elas, como destaca Ganim (2003),

Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços público previsto no art.175 da Constituição Federal; Lei nº 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criando a figura do produtor independente; Decreto nº 1.717/1995, que tratou dos procedimentos para prorrogações das concessões; Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou a geração de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores; Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica (GANIM, 2003, p.43).

O setor elétrico é um serviço de utilidade pública com características de monopólio natural. Durante a década de 1990 foi iniciado o processo de desverticalização do setor elétrico Brasileiro, imposta pelo art.20 da Lei nº 10.848/2004, combinado com os § 5º e 6º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995 (GANIM, 2003). Isso impôs a separação do setor elétrico nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, ficando claro a partir daí a natureza essencial das atividades de transmissão e distribuição que é o transporte da energia (HAGE, 2011).

Esta separação tinha como objetivo “incentivar a competição nos setores de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, caracterizados por monopólios naturais” (HAGE, 2011, p.7).

Com isso, a atuação do estado em setores de infraestrutura que tenham as características de monopólio natural, passa pela escolha entre licitar ou renovar¹ os contratos de concessão (CALDEIRA, 2014). Sendo “Excluída a possibilidade de prestação direta do

¹ No contexto deste trabalho a palavra renovação, quando referida a concessão, terá sentido de prorrogação.

serviço pelo poder público, restaria: i) estabelecer tarifas de serviços públicos concedidos por meio de licitações; ou ii); definir tarifas a partir de metodologias de regulação econômica” (CALDEIRA, 2014, p.1).

Nesse contexto, foi elaborada a Medida Provisória nº 579 de 2012, sendo convertida posteriormente na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Sua regulamentação, em especial, no que tange a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, teve o suporte do decreto federal nº 8.461 de 2 de junho de 2015. Os reflexos desta decisão era impor metas de qualidade do serviço prestado e promover a sustentabilidade econômico-financeira das empresas (CALDEIRA, 2014). Sua determinação seria feita e fiscalizada pela ANEEL, as quais teriam de ser atingidas nos primeiros cinco anos de vigência do contrato de prorrogação assinado. No caso específico da CELESC Distribuição S. A., este período atingiria 2016 a 2020 (JORNAL DA CELESC, 2015).

Diante do contexto exposto, o objetivo deste projeto de pesquisa foi buscar examinar a possibilidade de prorrogação do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da CELESC Distribuição S.A. por mais 30 anos, respondendo a seguinte pergunta básica: que fatores são considerados essenciais para serem ajustados por uma empresa de distribuição de energia elétrica, de modo que ocorra a renovação contratual da prorrogação da concessão pelo Poder Concedente?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Examinar os fatores relevantes que permitem promover a prorrogação do contrato de concessão para a distribuição de energia elétrica da empresa CELESC Distribuição S.A.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Apresentar a fundamentação econômica e jurídica sobre concessão da indústria de energia elétrica no Brasil, em especial do setor de distribuição;
- Realizar o levantamento das condições do processo de regulamentação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil;

- Descrever as condições impostas para a efetiva prorrogação do contrato de concessão e analisar os indicadores de qualidade e gestão financeira da CELESC Distribuição S.A., demonstrando os ganhos necessários nos mesmos para a efetiva prorrogação do contrato de concessão existente.

1.3 METODOLOGIA

Para fins de atingir os propósitos da presente pesquisa, utilizou-se o método descritivo, contemplando o levantamento bibliográfico e uso dos dados mais relevantes da indústria de energia elétrica. Sob esta ótica foi necessário realizar a pesquisa documental de leis e decretos que regulamentam o setor elétrico no Brasil, como também, consultas nos sites de publicações dos principais órgãos do setor, em especial o da ANEEL, além de consultas a CELESC.

Foram utilizadas também informações gerais da regulação do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, bem como de fatos e dados da CELESC. Valendo-se da mesma forma de informações contidas em livros, estudos, relatórios, dissertações, teses, artigos, dentre outras, de maneira a permitir uma análise dos fatores, esforços e procedimentos empregados pelo Governo Federal com o objetivo de possibilitar a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, juntamente com a ampliação das exigências de qualidade e eficiência econômica para o setor.

Complementarmente foi relevante considerar também a pesquisa qualitativa, sobretudo quando se buscou realizar a análise dos dados quantitativos dos principais indicadores que devem ser atingidos pela CELESC. Convém ainda salientar que os resultados desta análise consideram também as dificuldades e limitações, de tempo e recursos disponíveis ao autor na elaboração da pesquisa.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 apresenta o tema e sua contextualização onde foi investigado, os objetivos gerais e específicos e a metodologia utilizada. O Capítulo 2 destaca os elementos mais relevantes da fundamentação teórica sobre o tema proposto contemplando a eficiência econômica, tipos de mercado, modelo de monopólio natural e fatores relevantes do processo de regulação. Descreve os conceitos de energia elétrica, concessão e os indicadores

estabelecidos para medir a qualidade do sistema elétrico (DEC e FEC) e a gestão econômico-financeiro (LAJIDA ou EBITDA). O Capítulo 3 trata dos aspectos da prorrogação, fazendo um levantamento do setor elétrico no Brasil e suas características após a reestruturação, bem como uma descrição sobre a CELESC. Trata também do debate sobre a legalidade da Lei nº 12.783 e o Decreto nº 8.461 que possibilitaram a prorrogação dos contratos de concessão, realizando um estudo das regras e metas para os indicadores estabelecidos pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 56/1999, celebrado entre MME e CELESC Distribuição S.A. Desta forma foi realizada uma análise dos indicadores e metas estabelecidos para a CELESC referentes a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica prestado, DEC e FEC, e para o equilíbrio econômico-financeiro, LAJIDA ou EBITDA. Finalizando com um levantamento do histórico de indicadores alcançados pela CELESC e algumas medidas adotadas por ela com o objetivo de aumento da eficiência da companhia e atingimento das metas estabelecidas. O quarto e último capítulo proporciona a obtenção das conclusões acerca do tema de estudo.

CAPITULO 2 - REFERÊNCIAL TEÓRICO

2.1 MERCADO

Para Pindyck e Rubinfeld (2014), mercado pode ser mais facilmente entendido quando se divide em duas unidades econômicas: os compradores e os vendedores, sendo que a maioria das pessoas e empresas atua tanto como vendedores como compradores. Desse modo é mais prático pensar apenas em vendedores quando estão vendendo algo e compradores quando estão comprando algo. Quando estas duas unidades interagem dá origem ao que se denomina de mercado. “Um mercado é, portanto, um grupo de compradores e vendedores que, por meio de suas interações efetivas ou potenciais, determinam o preço de um produto ou de um conjunto de produtos” (PINDYCK; RUBINFELD, 2014, p.8).

É necessário distinguir-se mercado e setor, sendo o setor relacionado a um conjunto de empresas ou pessoas que vendem um produto ou produtos correlatos, se referindo assim apenas ao lado da oferta. É necessário ainda definir a extensão de um mercado, tanto geográfico como em relação aos produtos que nele são comercializados, para que se possa identificar quais compradores e vendedores devem ser incluídos em um determinado mercado.

A definição de um mercado é muito importante, pois, uma empresa necessita saber quais são os concorrentes ou potenciais concorrentes para seus produtos, conhecer o mercado onde atua e seus limites, tanto geográficos como do seu produto, a fim de possibilitar a fixação de preços, como também prever gastos com publicidade e definir os investimentos adequados.

Da mesma forma, é importante para a tomada de decisões sobre políticas públicas, na qual o governo define, por exemplo, se permitirá fusões e aquisições de empresas produtoras de mercadorias similares, com intuito de proteger a sociedade de impactos negativos na concorrência. Os mercados estão no centro das atividades econômicas e muitas questões sobre economia estão relacionadas ao seu modo de funcionamento, os quais na microeconomia tradicional apresentam uma classificação básica de estruturas, quais sejam, concorrência perfeita, monopólio, oligopólio e concorrência monopolística.

Pode-se destacar ainda o monopsônio, que possui como característica de mercado a existência de apenas um comprador. Tais abordagens partem da definição de mercados em

concorrência perfeita, tido como um modelo que funciona, sendo necessário apenas assegurar que os requisitos para a competição vigorem de tal forma que os recursos sejam eficientemente alocados. Os demais mercados seriam variações deste, pois os pré-requisitos para a competição não se sustentariam devido a algumas circunstâncias. Estas circunstâncias são chamadas de falhas de mercado e apresentam quatro razões básicas: poder de mercado, informação incompleta, externalidades e bens públicos (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Na visão de Pindyck e Rubinfeld (2014), Varian (2006) e Mankiw (2009), é possível demonstrar que as características das estruturas do mercado de monopólio são fundamentais para se entender como as economias e os setores econômicos agem, interagem e modificam algumas políticas econômicas estabelecidas previamente.

2.1.1 Monopólio

Este modelo se caracteriza por ter apenas uma empresa na estrutura industrial, ou seja, existe um único produtor de determinado bem – monopólio –, o que seria o extremo oposto do mercado com a concorrência perfeita. Nesta situação o monopolista reconhece seu poder de influência sobre o preço de mercado, podendo assim escolher o nível de preço como também de produção que possibilitem a maximização de seus lucros, ou seja, possui poder de mercado². Porém, o monopólio não pode elevar o nível de preço infinitamente, pois este só poderá vender o que o mercado suportar. O comportamento da demanda dos consumidores restringirá a escolha do nível de preços e da quantidade produzida pelo monopolista (VARIAN, 2006).

“Enquanto uma empresa competitiva é uma *tomadora de preços*, uma empresa monopolista é uma *formadora de preços*[...]. O poder de mercado altera a relação entre os custos de uma empresa e o preço pelo qual ela vende seu produto ao mercado” (MANKIW, 2009, p.299), fazendo com que o preço cobrado exceda o custo marginal. Em determinada situação, poderia interessar ao monopolista manter a quantidade fixa e modificar o preço, ou o inverso (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

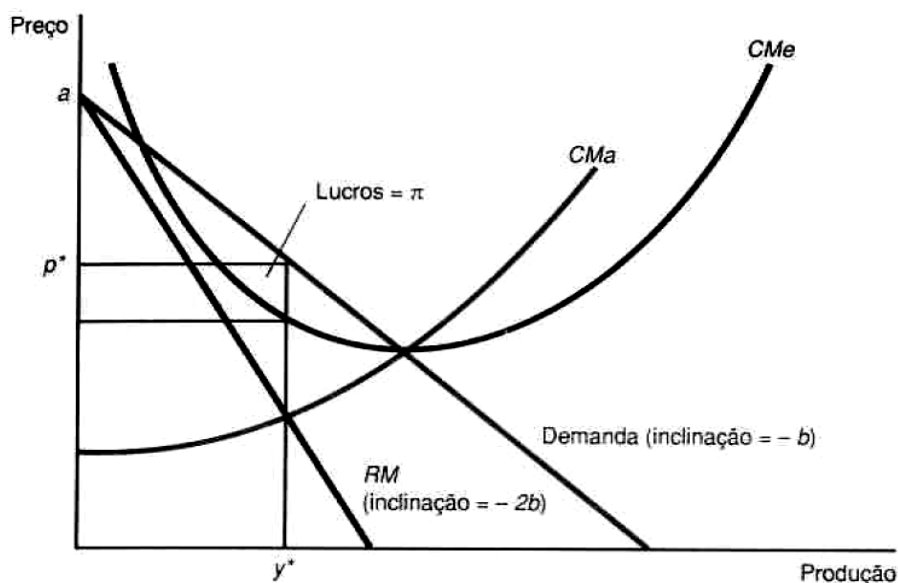
As empresas monopolistas, assim como as competitivas, têm por objetivo maximizar seus lucros, porém as monopolistas não estão sujeitas ao freio da competição, e por isso os

² Em um monopólio puro, o poder deste dependeria inteiramente da elasticidade da demanda de mercado (PINDYCK e RUBINFELD, 2014).

resultados obtidos nem sempre atendem de forma eficiente os interesses da sociedade (MANKIW, 2009).

O monopolista é o mercado, e por isso controla a quantidade de produtos colocados à venda na busca por maximizar os lucros. Para isso, é necessário determinar os custos e as características da demanda do mercado, para poder tomar as decisões econômicas mais adequadas a seus objetivos. A partir disto o monopolista tomará a decisão de quanto produzir e vender. O preço unitário recebido pelo monopolista, assim como a quantidade que ele venderá a este preço, será respectivamente, retirado e deduzido diretamente da curva de demanda de mercado, como pode ser observado no Gráfico 1 a seguir (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Gráfico 1 - Monopólio com uma curva de demanda linear. Lucro é maximizado quando $RM = CMa$.



Fonte - Varian, p.461, (2006).

Como pode ser visto neste Gráfico 1, a curva de demanda (D), é igual a curva de receita média (RMe), a qual especifica o preço a ser cobrado em função do nível de produção monopolista. É também demonstrado as curvas de receita marginal (RM), custo médio (CMe), e de custo marginal (CMa). Pode-se perceber que em y^* a RM se iguala ao CMa , encontrando-se então P^* , sendo este o ponto onde o lucro é maximizado pelo monopolista, pois o monopólio cobra o preço mais alto que puder ao nível de produção y^* , sendo apenas limitado pela demanda do mercado (VARIAN, 2006).

A produção ótima, y^* , é o ponto onde a curva de receita marginal intercepta a curva de custo marginal. O monopolista cobrará o preço máximo que puder obter a esse nível de produção, $p(y^*)$. Isto proporciona

ao monopólio a receita de $p(y^*)y^*$ da qual subtraímos o custo total $c(y^*) = CMe(y^*)Y^*$, restando uma área de lucro como ilustrado (VARIAN, 2006, p.457).

Pode-se imaginar que, se a empresa monopolista fosse obrigada a se comportar como uma empresa concorrencial, ela iria cobrar o preço onde o custo marginal é igual à demanda do mercado por seu produto ($CMa = Demanda$). A quantidade produzida seria então maior que y^* , e o preço menor que p^* (VARIAN, 2006).

Assim, pode-se observar que diferentemente do mercado competitivo, onde o preço é igual ao custo marginal, no mercado monopolista, dado o poder de mercado, o preço ultrapassa o custo marginal. Isto resultará em preços mais elevados e menores quantidades produzidas, provocando uma piora da situação dos consumidores e melhorando a das empresas. Porém, supondo que se atribuisse o mesmo valor de bem-estar dos consumidores ao dos produtores, utilizando para isso o excedente dos consumidores e dos produtores³, pode-se notar que o ganho do produtor monopolista não é suficiente para cobrir a perda do excedente dos consumidores, ou seja, provoca uma perda, ou custo social. Assim, de forma geral, a concorrência perfeita seria preferível ao monopólio, dito de outra forma, seria mais eficiente. Porém, em algumas situações quando há economias de escala, o monopólio pode ser desejável (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

2.1.1.1 Monopólio natural

Existe uma causa fundamental para ter-se um monopólio, que é a existência de barreiras a entrada. Esta por sua vez possui três origens principais, quais sejam, recursos de monopólio, regulamentação do governo e o processo de produção. Entre estes nos interessa observar mais de perto o monopólio causado pelo processo de produção, denominado de monopólio natural (MANKIW, 2009).

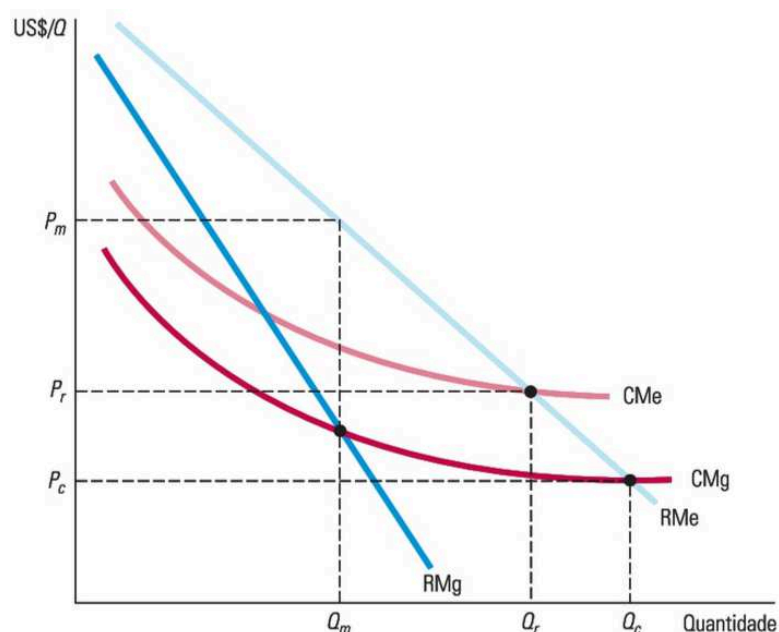
“Uma indústria é um monopólio natural quando uma só empresa consegue ofertar um bem ou serviço a um mercado inteiro a um custo menor do que duas ou mais empresas. Um monopólio natural surge quando há economias de escala para toda a faixa relevante de produção” (MANKIW, 2009, p.301).

³ *Excedente do consumidor*, é a diferença entre o que um consumidor está disposto a pagar por certo bem e o que efetivamente paga. *Excedente do Produtor* é o benefício total ou receita que os produtores obtêm além do custo de produção de uma mercadoria (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Este tipo de indústria é comum ocorrer em serviços de utilidade pública, nos quais a tecnologia costuma envolver elevados custos fixos – instalação e manutenção das redes – como, por exemplo, em empresas de distribuição de gás ou eletricidade, e um custo marginal muito pequeno, pois uma vez que toda a rede já esteja instalada, custa muito pouco transmitir e entregar mais uma unidade de energia ou gás. Assim, bastaria que o governo regulasse estes setores buscando atingir a produção eficiente, devendo para isso, igualar o preço ao custo marginal e a maximização faria o restante. Porém, nesta situação, que descreve um monopólio natural, pode ocorrer facilmente de o monopolista obter lucro negativo (VARIAN, 2006). “Especificamente em relação ao serviço público de distribuição de energia elétrica, no qual é inviável a atuação de mais de uma empresa em uma dada área de concessão, por apresentar um custo fixo demasiadamente elevado, o monopólio é denominado natural” (SALES, 2011, p.4).

Como se pode observar no Gráfico 2, a seguir, a empresa de monopólio natural apresenta as curvas de custo médio e marginal decrescentes, dado as economias de escala, sendo que a curva de custo marginal está sempre abaixo do custo médio (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Gráfico 2 - Regulamentação do preço de monopólio natural.



Fonte - Pindyck e Rubinfeld, p.374, (2014).

Se não estivesse regulamentada, a empresa produziria Q_m e venderia pelo preço P_m . Em termos ideais, o órgão regulador estaria disposto a pressionar para baixo o preço da empresa até que atingisse o nível P_c .

Contudo, em tal nível, o preço não cobriria mais seu custo médio e ela encerraria suas atividades. A melhor alternativa é, portanto, o preço *Pr*, no qual ocorre a interseção da curva do custo médio e da curva de receita média. Assim, a empresa não estaria obtendo lucro de monopólio e o nível de produção permaneceria o mais alto possível, sem que ela tenha de encerrar suas atividades (PINDYCK; RUBINFELD, 2014, p.374).

Assim, é indesejável, dado a ineficiência, que o monopolista estabeleça seu próprio preço, como também é indesejável forçar o monopólio natural a produzir ao preço competitivo, devido ao lucro negativo. Por isso, na maioria dos casos, os monopólios naturais ou são operados diretamente pelos governos, ou são regulados por eles (VARIAN, 2006).

2.2 EFICIÊNCIA ECONÔMICA

Na visão de Lionel Robbins (1935 apud RAMOS, 1993, p.102) “Economia é a ciência que estuda o comportamento humano como um relacionamento entre fins e meios escassos que têm usos alternativos”. Neste sentido, eficiência em termos econômicos significa que os recursos estão sendo utilizados da melhor forma possível, de forma a satisfazer as necessidades e desejos das pessoas, obtendo o máximo que pode de seus escassos recursos (RAMOS, 1993).

Assim, eficiência econômica pode ser entendida no sentido de Pareto⁴, no qual a alocação dos recursos existentes não permite que possamos melhorar a situação de um grupo de pessoas sem piorar a de outro. Caso seja possível realocar recursos e melhorar a situação de alguém sem prejudicar ninguém, e não se faz, estamos diante de uma alocação ineficiente no sentido de Pareto. Assim, o termo eficiência econômica é também conhecida como eficiência de Pareto, podendo ser utilizado para analisar diferentes formas de alocar recursos (VARIAN, 2006).

É bom destacar que existe grande diferença entre eficiência e igualdade, sendo a igualdade definida como a forma de distribuir igualmente, entre os membros da sociedade, os benefícios advindos dos recursos existentes. Por isso, quando os governos formulam e planejam políticas econômicas, esses dois objetivos geralmente entram em conflito, ou seja,

⁴ A expressão alude ao economista e sociólogo italiano Vilfredo Pareto (1848 – 1923). Desenvolvedor do conceito de eficiência econômica. Uma situação econômica é ótima no sentido de Pareto quando não existir nenhum modo de melhorar a situação de algum grupo de pessoas sem piorar a de algum outro grupo. (VARIAN, 2006).

existe um *trade off*⁵. Em termos gerais, quando o governo tenta dividir o bolo de forma mais igualitária acaba por desestimular o trabalho árduo, fazendo com que as pessoas trabalhem e produzam menos, provocando a diminuição do bolo (MANKIW, 2009).

A eficiência pode ser analisada sobre vários aspectos, como o da produção, também conhecida como eficiência técnica. Esta eficiência leva uma firma a produzir a mesma quantidade de um produto ou serviço utilizando a menor quantidade possível de insumos, ou ainda, dado uma quantidade fixa de insumos, produzindo uma maior quantidade de produtos ou serviços, levando com isso a se produzir uma quantidade ao mínimo custo possível (SILVA, 2006).

Em mercados perfeitamente competitivos é de se esperar que se obtenha a melhor alocação possível dos recursos disponíveis, fazendo com que a soma do excedente do produtor e consumidor seja a maior possível (MANKIW, 2009). Porém, existem situações nas quais os mecanismos de mercado não são suficientes ou adequados para produzir um ótimo social, ou seja, não são capazes de produzir eficiência econômica. Estas situações, conhecidas como falhas de mercado, como as que ocorrem em bens públicos, são oriundas, em especial, por assimetria de informação, economias de escala e escopo e monopólios naturais. Nestas situações cabe ao governo o papel típico de exercer a regulação econômica, na busca por garantir ganhos de bem-estar social, através da prática de modicidade tarifária e promover de forma adequada a remuneração ao capital investido (IPEA, 2010).

2.3 REGULAÇÃO ECONÔMICA

Existem algumas maneiras para os governos reagirem ao problema do monopólio, entre eles, regulamentando seu comportamento. Esta solução é comum em monopólios naturais, como o das empresas distribuidoras de energia elétrica, água e gás (MANKIW, 2009). Para Mitnick (1980 apud Borenstein, 1999, p.271) “regulação é um processo, consistindo na restrição intencional na atividade do regulado, por uma entidade externa não envolvida nas atividades do regulado”. E a “regulamentação pode ser definida, de modo amplo, como o conjunto de leis e controles administrativos que se originam do governo e afetam o funcionamento dos mercados, interferindo, deste modo, na eficiência interna e alocação de empresas e de indústrias” (BORENSTEIN et al., 1999, p.59).

⁵ O *trade-off* implica um conflito de escolha e uma consequente relação de compromisso, porque a escolha de uma coisa em relação à outra, implica não usufruir dos benefícios da coisa que não é escolhida.

O marco regulatório define a estrutura econômica e as regras do jogo para o desenvolvimento das diversas atividades e o respectivo desempenho dos agentes econômicos que intervêm nos mesmos. Desse modo, o sistema regulatório ou marco regulatório legal é o conjunto de atividades que fundamentam a operacionalização do esquema institucional e permite a sua materialização na prática. É o fator fundamental que permite aos produtores e consumidores a sinalização correta para um funcionamento adequado e eficiente do mercado, induzindo e incentivando a concorrência, sendo possível e conveniente a atuação do órgão regulador como substituto das forças do mercado nos casos onde a estrutura econômica é monopolista; (PONTES, 1998, p.34).

A atuação do Estado diante de monopólios naturais em setores de infraestrutura perpassa uma escolha entre licitar ou renovar contratos de concessão. Excluída a possibilidade de prestação direta do serviço pelo poder público, restaria: i) estabelecer tarifas de serviços públicos concedidos por meio de licitações; ou ii) definir tarifas a partir de metodologias de regulação econômica. Ambos os mecanismos almejam um comportamento, em termos de preço e qualidade, próximo daquele de mercado competitivo (CALDEIRA, 2014, p.1).

Basicamente, nesses setores existem tradicionalmente dois tipos de regulamentação utilizados: o de custo do serviço ou a garantia da remuneração do investimento e o controle de preços através do mecanismo de *price-cap*⁶. A regulamentação do tipo remuneração garantida é a que prevaleceu no setor elétrico brasileiro até meados dos anos 1990 e possui a vantagem de praticamente eliminar os riscos do negócio. Porém, não produz incentivos à eficiência produtiva - redução de custos -, pois aumentos nos custos são automaticamente repassados para os consumidores, além de incentivar as empresas a investirem em excesso, sem uma análise da viabilidade econômica. Já o *price-cap* determina um preço limite para ser praticado pelas empresas, promovendo um incentivo para que estas contenham custos, dado que a remuneração dos investimentos é uma resultante. Porém, expõem as empresas a mudanças nos custos provocadas por fatores exógenos e não controláveis (BORENSTEIN et al., 1999).

No sistema *price-cap*, após o regulador definir o preço teto inicial da tarifa, o valor é periodicamente reajustado, geralmente ao ano, por metodologia definida pelo regulador baseado em um índice de preços ao consumidor, descontado de um fator de produtividade X. A fixação de um preço teto gera incentivo ao concessionário a obter ganhos de produtividade através da redução de custos. Posteriormente, em períodos pré-fixados, o regulador realiza uma revisão tarifária, com o objetivo de determinar e rever os custos operacionais e de capital, realizando uma readequação do nível das tarifas a mudanças mais

⁶ Preço teto.

estruturais não corrigidas pela regra de reajuste. No caso brasileiro, esta revisão é realizada a cada quatro anos. Assim, este mecanismo permite, em caso de diminuição real dos custos em relação as metas estabelecidas pelo regulador, que o concessionário se aproprie desta diferença por um determinado período, pois não há uma queda automática nos preços, gerando um incentivo à redução de seus custos, estimulando uma melhoria no desempenho das empresas reguladas, mesmo na presença de assimetria de informação (SALES, 2011).

Entretanto, no que pese vantagens mencionadas da regulação por incentivos, este tipo de regulação abre espaço para uma possível redução dos níveis de investimento e, conseqüentemente, da qualidade dos serviços. Isto ocorre devido ao teto imposto sobre a receita da empresa, a qual tentará maximizar seus lucros reduzindo os seus custos operacionais (SALES, 2011, p.9 e 10).

Com isso, este tipo de regulação pode gerar impactos negativos quanto à qualidade, não assegurando o aprimoramento do atendimento ao consumidor, podendo o concessionário apresentar uma tendência ao subinvestimento na melhoria da qualidade dos serviços, pois isto representaria uma elevação nos níveis de custos. Assim, visando incentivar os investimentos na melhoria da qualidade, é recomendado que regimes de *price-cap* sejam acompanhados de um aparato regulatório que determine padrões mínimos de qualidade, sob risco de penalidades e sanções. Na Inglaterra, por exemplo, o regulador adotou dois mecanismos de regulação da qualidade, que são, *guaranteed standards* e *overall standards*⁷, onde o primeiro gera compensações financeiras aos consumidores afetados pelo não cumprimento dos padrões de qualidade determinados, e o segundo estabelece padrões globais de atendimento aos consumidores. Mecanismos estes adotados pelo sistema brasileiro (SALES, 2011).

O modelo de regulamentação econômica para o setor elétrico adotado no Brasil após meados dos anos de 1990 é o *price-cap*. Através dos contratos de concessão e regulamentações, utilizando normas e procedimentos, expedidas pela ANEEL o setor é regulado. Através desta regulamentação são definidas as tarifas que serão cobradas pelo serviço, repasse das variações de custos, regras gerais sobre o fornecimento de energia elétrica, compromissos e garantias para a continuidade do fornecimento de eletricidade, entre outros. Entre essas normas que regulamentam as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, foram estabelecidos vários indicadores para que o regulador, neste caso a ANEEL, controle a qualidade e a eficiência dos serviços prestados, destacando-se, os

⁷ Padrões garantidos e indicadores gerais.

que medem o desempenho econômico financeiro, a qualidade no fornecimento de energia elétrica e a satisfação do consumidor. Tem-se ainda, que a margem de lucro deste setor é definida pela ANEEL segundo critérios de eficiência e modicidade tarifária. Existe ainda um comportamento da concessionária regulada em relação as suas estratégias empresariais, nos quais a firma busca maximizar o retorno esperado do negócio, buscando ganhos não observados pelo regulador. Estes ganhos de eficiência decorrentes do gerenciamento das firmas, inicialmente não observados pelo regulador, mais tarde quando observados, são capturados pela reguladora nas revisões tarifárias beneficiando os consumidores, na busca pela modicidade tarifária, porém podendo desestimular novas buscas por ganhos de eficiência (KESSLER, 2006).

Assim, o regulador deve usar o conhecimento técnico e a razoabilidade para buscar o equilíbrio de interesses de curto prazo (modicidade tarifária e qualidade do serviço prestado) com os de longo prazo (continuidade e confiabilidade do serviço) dos consumidores, respeitadas as restrições impostas pelo marco legal e pelos contratos de concessão (SALES, 2011, p.6).

Com isso, o sistema de regulação econômica tem como, um de seus principais mecanismos, a regulação tarifária. Esta busca estabelecer níveis tarifários capazes de resolver, dentro do possível, dado a assimetria de informações, o *trad-off* entre modicidade tarifária e a remuneração dos investimentos feitos pelas concessionárias (SILVA, 2006).

Os regimes de tarifação mais modernos tendem a considerar mecanismos de incentivo para que os prestadores de serviços públicos reduzam custos (eficiência), sem comprometer a capacidade e continuidade do serviço (sustentabilidade econômico-financeira). Além da eficiência, a tarifação também deve permitir o acesso do serviço a todos os cidadãos (equidade) e deve ser realizada por meio de uma estrutura regulatória simples e “enxuta” (baixos custos regulatórios). Tais objetivos são conflitantes e o que deve ser sempre buscado é um equilíbrio entre esses aspectos (SILVA, 2006, p.3).

Porém, conforme Sowell (2011), embora as funções de uma comissão de regulamentação pareçam bastante simples na teoria, na prática, a sua tarefa é muito mais complexa e, em alguns aspectos, impossível. Além disso, o clima político em que as comissões reguladoras operam muitas vezes leva a políticas e resultados contrários aos esperados por aqueles que criaram tais comissões. Idealmente, uma comissão de regulamentação iria definir preços no ponto onde eles estariam se houvesse um mercado competitivo. Na prática, não há maneira de saber qual seria este preço. Somente o real

funcionamento do próprio mercado poderia revelar tais preços, com as empresas menos eficientes sendo eliminadas, sobrevivendo apenas as mais eficientes, com seus preços mais baixos determinando os novos preços de mercado. Não há como observadores externos saberem quais as formas mais eficientes de operação de uma determinada empresa ou indústria. O que uma agência reguladora pode fazer é aceitar o que parecem ser custos de produção razoáveis e permitir que o monopólio obtenha o que parece ser um lucro também razoável sobre seus custos (SOWELL, 2011).

Ainda conforme Sowell (2011), as complexidades econômicas envolvidas para que as agências reguladoras definam os preços são agravados por complexidades políticas. As agências reguladoras, são muitas vezes criadas depois de algumas brigas políticas terem produzido com sucesso investigações ou campanhas publicitárias para convencer as autoridades a estabelecer uma comissão permanente para supervisionar e controlar monopólios ou oligopólios, os quais poderiam ser uma ameaça. No entanto, após uma comissão ser criada e os seus poderes estabelecidos, as brigas políticas e a mídia tendem a perder o interesse ao longo dos anos e voltar sua atenção para outras coisas. Enquanto isso, as empresas regulamentadas continuam a ter um grande interesse nas atividades da entidade reguladora, tentando pressionar o governo para uma regulamentação mais favoráveis, bem como obter o compromisso dos indivíduos que compõem essas entidades de forma favorável.

O resultado líquido desses interesses externos assimétricos sobre essas agências é que as comissões criadas para manter uma determinada empresa ou setor dentro de limites, para o benefício dos consumidores, muitas vezes, transformam estas agências em aparatos que procuram proteger as empresas reguladas contra ameaças decorrentes de novas empresas com novas tecnologias ou novos métodos organizacionais (SOWELL, 2011).

A razão original para a regulação é a de impedir que os preços subam excessivamente, mas, ao longo dos anos, esta pode se transformar em restrições regulamentares contra deixar os preços caírem para um nível que ameçassem a sobrevivência das empresas existentes. Por mais que sejam plausíveis e lógicas as justificativas políticas acerca da regulamentação, e esta seja honestamente aplicada, as suas consequências reais podem ser completamente diferentes de seus objetivos iniciais. As pessoas cometem erros em todos os campos da atividade humana, porém, quando grandes erros são cometidos em uma economia competitiva, aqueles que os cometerem podem ser forçados a sair do mercado devidos as perdas geradas. No entanto, politicamente essas agências reguladoras muitas vezes continuam a existir, mesmo após a justificativa inicial

para a sua existência acabar, realizando coisas as quais não eram previstas quando de sua criação e determinação de seus poderes (SOWELL, 2011).

Não obstante, a dificuldade de replicar um comportamento de mercado competitivo a um monopólio natural se coloca, em grande parte, também em razão da assimetria de informações existente entre o regulador e as concessionárias reguladas, em virtude do maior conhecimento que estas possuem em relação a estrutura de custos e função de produção, além da expertise adquirida ao longo do tempo. A existência de assimetria de informações pode levar a várias falhas de regulação como, deterioração da qualidade, baixa produção, sub investimento, lucro excessivo, entre outros. Assim, dificilmente será possível replicar um mercado competitivo por meio da regulação. Porém, isto não impede que a introdução de ferramentas de regulação econômica atinja um resultado melhor para a sociedade do que simplesmente ignorar a existência do problema (CALDEIRA, 2014).

No caso do Brasil, existe um conjunto de incertezas e inseguranças que tem caracterizado, ao longo dos anos, seu marco regulatório, bem como sua estrutura institucional. Esta é notadamente marcada pelo desapego as regras e normas propostas pelo projeto original de reformulação do setor elétrico brasileiro (KESSLER, 2006). Conforme;

(...) uma pesquisa do Banco Mundial sobre o clima de investimentos em 48 países, mostra que o Brasil é onde a incerteza regulatória na política econômica é vista por uma maior proporção de empresários como uma barreira importante ou muito severa ao investimento.

(...) O que torna o Estado tão especial, nos levando a focar nossa análise, é o monopólio de coerção legal a ele atribuído pela sociedade, o que aumenta a sua liberdade para unilateralmente mudar, invalidar ou não honrar os termos da relação, não sendo por isso punido (PINHEIRO e GIAMBIAGI, 2006, p.190)

Assim, tendo em vista as dificuldades de entes reguladores em estabelecer regras claras e consistentes com sua realidade, interferência política na gestão de agências, contingenciamento de verbas e falta de uma política setorial voltada ao desenvolvimento do setor, provocam grande fragilidade institucional. Desta forma, gerando grande insegurança jurídica, provocando aumento significativo dos riscos, sendo esta uma característica marcante da reforma institucional e regulatória do setor no Brasil. É necessário levar também em consideração no que se refere aos investimentos, a questão da viabilidade econômica do negócio em seu ambiente, sendo determinante, considerando os riscos envolvidos e o retorno sobre o capital investido para a sustentabilidade de longo prazo do negócio, em especial no setor elétrico, onde existe grande intensidade de capital, do qual

uma parcela significativa dos investimentos é irrecuperável, dado as especificidades técnicas do setor (KESSLER, 2006).

Existindo dois tipos de riscos regulatórios;

O primeiro é chamado de risco do sistema regulatório e está relacionado à forma de regulação estabelecida (*price cap, rate of return*, etc.); e a segunda forma é chamada de risco de intervenção regulatória e diz respeito aos riscos associados a eventos particulares ou à ação do regulador (transparência, estabilidade, justiça, previsibilidade, etc.) (KESSLER, 2006, p.112).

O risco referente à forma de regulação, a princípio, deve estar contemplado na taxa de retorno estabelecida pelos concessionários quando da entrada no negócio. Porém, em especial no caso brasileiro, o problema se encontra na parcela do risco associado às ações do regulador, que é subjetivo e ainda sujeito a interferências externas. “(...) o risco regulatório resulta da capacidade de o Estado mudar as regras ‘no meio do jogo’” (PINHEIRO e GIAMBIAGI, 2006, p.190). Uma forma de diminuir este problema seria desenvolvendo um arcabouço jurídico e regulatório rígido, de forma a garantir a estabilidade das regras que regulamentam o setor (KESSLER, 2006).

Assim é necessário construir um ambiente regulatório que garanta a estabilidade e a segurança jurídica das condições estabelecidas no contrato de concessão, bem como na legislação existente na época. Isto criaria incentivos a queda da taxa de retorno exigida para a entrada em um mercado regulado, pois quanto maiores forem as incertezas maior deverá ser a taxa de retorno exigida pelos investidores, dado seus custos de oportunidade. É ainda objetivo da regulação;

Assegurar a viabilidade financeira das firmas; promover a eficiência econômica e alocativa; identificar os custos a longo prazo de modo que eles sejam incluídos nas remunerações a serem obtidas; permitir uma remuneração que possibilite os investimentos e expansões da rede; alocação de custos aos participantes de uma forma justa; contribuir para melhorar a Qualidade do Serviço Prestado; criação de um ambiente mais estável e com menos riscos (SALES, 2011, p.7).

Diante dessas características setoriais, a criação de uma agência reguladora está associada a necessidade de um órgão independente do ponto de vista político que garanta a estabilidade das regras, monitorando o atendimento dos contratos de concessão de forma a garantir a sustentabilidade do setor no longo prazo (ACENDE, 2007).

2.3.1 Custo de Oportunidade

Na visão de Mankiw (2009, p.5), “a tomada de decisões exige comparar os custos e benefícios de possibilidades alternativas de ação. Em muitos casos, contudo, o custo de uma ação não é tão claro quanto pode parecer à primeira vista.” Desta forma, pode ocorrer divergências quando se observa os custos implicados em determinada ação, como por exemplo, quando observados por contadores ou economistas os quais tratam os custos de forma diferente (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Os contadores tendem a ter uma visão retrospectiva das finanças das empresas, acompanhando o fluxo de dinheiro que entra e sai, por isso, medindo, geralmente, apenas os custos explícitos, conhecidos também por custos contábeis⁸, como compra de matéria prima, salários, energia elétrica, etc. incluindo custos que um economista poderia não incluir, como a depreciação. A visão dos economistas é voltada para o futuro, no que se refere aos custos, preocupando-se com a alocação de recursos escassos, estudando como as empresas tomam decisões de produção e de determinação de preço, fazendo com que incluam os custos explícitos e implícitos em seus cálculos. Assim, os economistas têm em mente os custos econômicos, que são segundo Pindyck e Rubinfeld (2014, p.194) “custos que uma empresa tem para utilizar os recursos econômicos, incluindo os custos de oportunidade, ou seja, os custos da utilização de recursos na produção.” (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Custo de oportunidade, segundo Pindyck e Rubinfeld (2014, p.194) é o “Custo associado as oportunidades perdidas quando os recursos de uma empresa não são utilizados da melhor forma”, ou seja, os custos que serão deixados de lado quando da ação de escolha do investimento ou uso dos recursos. Dessa forma, o custo dos fatores de produção, deverá ser mensurado utilizando o seu custo de oportunidade, no qual “o custo dos fatores para uma empresa é igual aos valores destes mesmos fatores em seus melhores usos alternativos e é a doutrina dos custos de oportunidade, o que o economista considera quando fala de custos de produção ou custos operacionais” (BILAS, 1980, p.168). Assim, toda vez que existirem problemas de escolha entre várias alternativas de ação, estará presente o conceito de custo de oportunidade (PINDYCK; RUBINFELD, 2014).

Alguns custos de oportunidade são óbvios e outros não, por exemplo, podemos imaginar que a proprietária de uma pequena fábrica de biscoitos chamada Janaina, descida comprar \$ 1.000 em farinha para fabricar seus biscoitos, esse valor representa um custo de

oportunidade, pois ela não poderá mais utilizar este dinheiro para comprar outra coisa, ou seja, abriu mão de adquirir outro insumo ou equipamento, como um computador para a administração, o qual poderia melhorar a gestão do negócio. Esse tipo de custo exige o desembolso de dinheiro, podendo ser chamado de custos explícitos. Imaginemos, que Janaina possua conhecimento e boa habilidade com computadores, podendo ganhar \$ 100 por hora de trabalho como programadora. Assim para cada hora que passa trabalhando na fábrica de biscoitos ela deixa de ganhar \$ 100 por hora de salário, sendo esse rendimento do qual abre mão parte de seu custo de oportunidade. Supondo, dado sua competência, que o salário de Janaina como programadora suba para \$ 500 por hora, nesta situação ela poderia concluir que seria mais vantajoso trabalhar como programadora e fechar sua fábrica por ser mais custosa. Este custo pode ser chamado de implícito, pois não há o desembolso de dinheiro e assim, não aparece nos balanços da fábrica de Janaina (MANKIW, 2009).

Um custo de oportunidade implícito importante na maioria dos negócios é a do capital financeiro que foi investido na atividade. Suporemos que Janaina tenha gasto \$ 300 mil de suas economias para montar a fábrica de biscoitos. Se ela tivesse optado por deixar o dinheiro na conta poupança, por exemplo, a juros de 5% ao ano, ganharia \$ 15 mil ao ano. Esse valor do rendimento que Janaina abriu mão ao montar a fábrica é um dos custos de oportunidade de seu negócio, os quais podem variar, devendo ser ponderados de acordo com o risco envolvido, no qual quanto maior o risco maior o retorno sobre o capital exigido (MANKIW, 2009).

Assim, se faz necessário realizar o levantamento dos custos de capital para que se possa tomar a ação de entrar ou se manter em um negócio. Neste sentido, por exemplo, deve-se realizar o levantamento do custo de capital próprio, o qual é tipicamente estimado através de um modelo que computa o custo de oportunidade do capital. O modelo comumente utilizado para isto é o *Capital Asset Pricing Model*⁹ (CAPM). Este modelo estima o custo do capital próprio com base em fatores que avaliam riscos, os quais podem ser divididos em taxa livre de risco, prêmio pelo risco do mercado, beta e outros prêmios¹⁰. O fator denominado de outros prêmios “quando se aplica o modelo CAPM de um contexto

⁸ Custos Contábeis: “Despesas correntes mais as despesas ocasionadas pela depreciação dos equipamentos de capital.” (PINDYCK; RUBINFELD, 2014, p.194)

⁹ Modelo de precificação de ativos financeiros.

¹⁰ **Taxa livre de risco:** Corresponde à taxa de desconto intertemporal pela qual os agentes estão dispostos a postergar o seu consumo presente em troca de um consumo futuro. **O prêmio de risco do mercado:** Parâmetro que indica o quão maior deve ser o retorno esperado de um ativo com volatilidade igual à média do mercado acionário para que o agente fique indiferente entre o investimento no mercado acionário ou em um investimento livre de risco. **O beta:** Representa a correlação entre a volatilidade de um determinado ativo e a média do mercado acionário. **Outros prêmios:** Descrito no texto (ACENDE, 2011).

para ativos em outro contexto (outro país ou setor com particularidades próprias) são acrescentados outros componentes como o prêmio de risco país, o risco cambial e o risco regulatório” (ACENDE, 2011, p.7). Desta forma, corresponde a parcela relevante dos riscos para tomada de decisão da entrada ou saída na IEE (ACENDE, 2011).

No setor elétrico os investimentos são específicos e de longo prazo de maturação, variando entre 20 e 35 anos, ou seja, uma vez realizados os investimentos, os ativos construídos não podem ser transferidos para outra atividade econômica e só proporcionarão retorno no longo prazo. Isto provoca um aumento dos riscos e assim, dos custos de oportunidade quando da ação de entrada no negócio. Somados a isto, existem os riscos regulatórios, os quais são elevados no Brasil. Todas essas características implicam alto risco para as empresas, cujos investimentos ficam expostos às oscilações do ambiente político-econômico. Um contrato de concessão de 20 anos, por exemplo, atravessará no mínimo 5 eleições presidenciais e seus respectivos mandatos. Neste contexto, por ser um serviço público básico e essencial para o bem-estar da sociedade, o serviço público de distribuição de energia elétrica requer a supervisão do Estado, o que muitas vezes é confundido com o atendimento de interesses políticos específicos do governo, interesses estes que podem se afastar do cumprimento da lei e dos contratos de concessão, provocando aumento na percepção de risco bem como do custo de oportunidade de entrar ou se manter no negócio (ACENDE, 2007).

2.4 ENERGIA ELÉTRICA

A propriedade de um sistema que permite a realização de trabalho é a energia, podendo esta ser de várias formas. Dentre elas encontra-se a mecânica, potencial, química, calorífica e elétrica, as quais podem ser transformadas umas nas outras. A forma da energia elétrica, ou simplesmente eletricidade, é como se denominam os fenômenos em que estão envolvidas as cargas elétricas. Este tipo de energia pode ser gerado através de várias fontes, sendo elas renováveis (a força das águas e dos ventos, o sol e a biomassa) ou não-renováveis (combustíveis fósseis e nucleares) (ELETROPAULO, 2015).

Para que qualquer mecanismo acionado ou movido a base de energia elétrica, como por exemplo, uma lâmpada acesa em uma casa ou uma máquina ligada em uma indústria, é necessário que uma longa cadeia de produção e transporte de energia seja acionada, sendo o processo iniciado em uma geradora de energia, que é responsável por transformar algum tipo de energia disponível na natureza em energia elétrica. Como as geradoras em sua

maioria não se encontram próximas aos centros de consumo, se faz necessário a elevação do nível de tensão para que se possa transmitir, ou simplesmente transportar, através da chamada rede básica, toda a energia gerada. Este transporte feito em níveis elevados de tensão (maiores que 230.000 Volts) é necessário para reduzir o nível de perdas da energia neste processo sendo este realizado pelas transmissoras de energia elétrica. Estas alterações dos níveis de tensão são realizadas através das subestações de energia. As redes não integrantes da rede básica, geralmente em tensões inferiores a 230.000 Volts são gerenciadas, em sua maioria, pelas distribuidoras.

A entrega para a maioria dos consumidores é feita em baixa tensão, sendo a energia entregue via sistema de transmissão novamente transformada para um nível de tensão compatível para que ocorra o transporte dentro das cidades e em menores distâncias. Este transporte é realizado, geralmente, com tensões que variam entre 13.800 a 34.500 Volts nos centros urbanos, ao longo da qual existem transformadores de pequeno porte que são chamados de transformadores de distribuição, sendo estes responsáveis por transformar a energia para a tensão final de consumo, que geralmente variam entre 127 a 440 Volts. É bom salientar que existem grandes consumidores que recebem a energia em níveis de tensão mais elevadas, os chamados consumidores do Grupo A ou também no caso de consumidores livres (ABRACE, 2015).

2.5 CONCESSÃO

Concessão é uma autorização por parte da União, no caso da energia elétrica, através da qual transfere-se a execução de serviço público para particulares, por prazo certo e determinado. A legislação que trata das concessões vem de longa data, existindo diversos decretos outorgando a concessão, até a instituição da ANEEL.

A concessão dos serviços públicos no Brasil, em especial no que se refere à energia elétrica, é tratada pela Constituição Federal de 1988, nos artigos 20, 21 e o 22 combinado com o 175. Em seu art. 175, a Constituição brasileira, determinou como responsável pela prestação de serviços públicos, o poder público, de forma direta ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação (GANIM, 2003).

Com a reforma do setor nos anos 1990, o governo brasileiro criou a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como a Lei das Concessões, juntamente com a Lei 9.074, de 07 junho de 1995, promovendo a regulamentação do art. 175 da Constituição

Federal. Assim, fixando as regras gerais para o Estado delegar a terceiros a prestação dos serviços públicos, a qual transferia o risco do negócio para o concessionário, que não mais teria uma remuneração pré-fixada, como no passado (GANIM, 2003).

As concessões ocorridas na vigência da Lei nº 8.987/95 bem como nos termos do art. 4º da Lei nº 9.074/95 e art. 8º da Lei nº 10.848/04, sendo eles de distribuição, transmissão ou geração, teriam prazo limite de trinta e cinco anos para amortização dos investimentos. Sendo estabelecido as condições e prazos de prorrogações das concessões de distribuição e transmissão, no § 3º, do art. 4º da Lei nº 9.074/95. O qual estabeleceu que estes dois setores terão prazo necessário para a amortização dos investimentos, limitados a trinta anos, podendo ser prorrogado pelo mesmo período, sempre a critério do poder concedente e conforme condições estabelecidas no contrato de concessão (GANIM, 2003).

A Lei nº 8.987/1995 define também concessão de serviço público como sendo a transferência da prestação de serviço a terceiro, e estabelece os procedimentos para isto, conforme segue;

II - concessão de serviço público: a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado;

III - concessão de serviço público precedida da execução de obra pública: a construção, total ou parcial, conservação, reforma, ampliação ou melhoramento de quaisquer obras de interesse público, delegada pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para a sua realização, por sua conta e risco, de forma que o investimento da concessionária seja remunerado e amortizado mediante a exploração do serviço ou da obra por prazo determinado; (BRASIL, 1995, art.2º).

Como o serviço público é de competência e responsabilidade do Poder Público, cabe a ele executá-lo ou delega-lo a terceiro. Assim a gestão desses serviços pode ser direta ou indireta. “A prestação indireta do serviço decorre de: i) instituição de pessoa jurídicas com essa finalidade, ii) concessões e, iii) permissões ou autorizações.” (BRITO, 2009, p.60). Como a imensa maioria do serviço de distribuição de eletricidade é delegada através de concessões, nos concentraremos apenas nesta modalidade. Porém, apenas os serviços de utilidade pública podem ser destinados a concessão, cabendo a execução dos serviços tidos como essências a sociedade e ao estado, como por exemplo, a defesa nacional, executados exclusivamente pelo próprio estado.

A delegação desses serviços a terceiros não suprime a competência do Poder Público, de regulamentá-los e controlá-los, uma vez que os concessionários são servidores da sociedade, podendo assim modificar unilateralmente atos administrativos caso seja do interesse da coletividade (BRITO, 2009).

Ainda dentro da Lei nº 8.987, em seu Art. 4º é determinado que a concessão de serviço público “será formalizada mediante contrato, que deverá observar os termos desta Lei, das normas pertinentes e do edital de licitação” (BRASIL, 1995, art.4º). Assim, fica explícito a exigência de um contrato administrativo, pelo qual o poder concedente transfere parte de seu poder em determinada área de interesse coletivo ao concessionário, investindo-o da própria autoridade. Já em seu art. 3, a lei das concessões estipula que “as concessões e permissões sujeitar-se-ão à fiscalização pelo poder concedente responsável pela delegação” (BRASIL, 1995, art.3º) da prestação de serviços públicos. É importante ressaltar que a diferença entre concessão e permissão está na natureza jurídica das duas formas de execução, sendo ambos instrumentos para execução de serviços públicos. “Todavia, a permissão é ato administrativo, ao passo que a concessão é contrato administrativo, fato que acarreta a incidência de algumas normas específicas no regime jurídico disciplinador” (GANIM, 2003, p.54). Toda concessão para prestação de serviço público, fica ainda, sujeita a dois grupos de normas, quais sejam, as regulamentares que determinam o modo e a forma de prestação, e as contratuais, que determinam as demais condições econômicas (GANIM, 2003).

Assim, através da concessão, por meio de licitação, e com a formalização do contrato administrativo, o concessionário se coloca no lugar do Estado, passando a ser um intermediário entre Estado e usuários. Com isso se observa que a relação principal se configura como sendo a existente entre o Estado e os consumidores, tendo em vista que o concessionário não possui um direito próprio. Por ser apenas o intermediário, que prestara o serviço em nome do Estado, a qualidade deste serviço passa a ser o principal objeto de fiscalização pelo poder concedente. A regulamentação das concessões para distribuição de energia elétrica, que também possuem como atividade a comercialização para o mercado cativo, passa a ser intensificada em 1995, pelo Instituto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), a qual foi ampliada e consolidada com a criação da ANEEL e o processo de desverticalização ocorrida no período e concluída em 2004 com a Lei nº 10.848 (GANIM, 2003).

Observa-se que na denominação dos primeiros contratos, não se distinguia a que serviço específico dentro da Indústria de Energia Elétrica (IEE) a concessão se referia, sendo

denominado como Contratos de Exploração dos Serviços Públicos de Energia Elétrica, pois as empresas do setor eram integradas verticalmente. Mais tarde, com a desverticalização do setor elétrico, os contratos para cada setor passaram a ter diferentes denominações, sendo no setor de distribuição denominados de Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (GANIM, 2003). Já o contrato de concessão da União com a CELESC, até então denominada de Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A, sob o nº 56/1999, foi assinado em 22 de junho de 1999, já possuindo a denominação de Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL, 1999).

2.5.1 Intervenção na concessão

A legislação que guia os contratos de concessão apresenta um caráter privado, dado a exploração de uma atividade que visa resultados econômicos e um caráter de interesse público, já que é um serviço público. Estes contratos administrativos possuem regime jurídico que diferenciam as regras dos contratos privados, em especial quanto à reserva de poderes especiais em favor da concedente, as chamadas cláusulas exorbitantes, que lhe dão poderes unilaterais. Estas disposições que garantem à administração pública, possibilidade de mudanças na execução do contrato, levam em consideração o interesse público (IPEA, 2010).

Este aspecto gera dificuldade de atrair capital privado destinado a investimentos de longo prazo, pois gera o receio de que o poder concedente, usando de suas prerrogativas, realize mudanças unilaterais ao contrato, podendo gerar diminuição no retorno do negócio. Para assegurar às empresas manutenção de sua rentabilidade, foi introduzido o conceito de equilíbrio econômico financeiro (EEF) para os contratos de concessão, o qual autoriza a concessionária a se ressarcir das ações unilaterais do poder público, assegurando a remuneração sobre o capital investido. Sendo esta garantia estabelecida no Art. 9º da Lei 8.987/1995, a qual estabelece;

(...)

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

(...)

§ 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração (BRASIL, 1995).

Isto permite ao concessionário solicitar a revisão do valor da tarifa com o intuito de reestabelecer o retorno previsto inicialmente (IPEA, 2010).

A possibilidade de intervenção administrativa, na execução de serviços relativos a IEE, está prevista desde 1942 no art. 9º do Decreto Lei nº 4.295. Mas recentemente a intervenção do poder concedente está descrita no capítulo IX da Lei nº 8.987/95 (GANIM, 2003), a qual estabelece que o poder concedente, através de decreto que determinara o interventor, o prazo da intervenção bem como seus objetivos e limites, poderá intervir com o objetivo de garantir a adequada prestação do serviço e o cumprimento das normas contratuais. O poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo, no prazo de trinta dias, para comprovar as causas que determinaram esta medida, bem como apurar as responsabilidades, sempre assegurando o direito à ampla defesa. Este processo deve ser concluído no prazo de cento e oitenta dias, sob pena de ser considerada invalida a intervenção. Findado a intervenção e decidido pela não extinção da concessão, a administração do serviço deverá ser devolvida à concessionária, devendo o interventor prestar contas pelo período de sua gestão, como também responder pelos atos praticados durante este período (BRASIL, 1995).

Assim, nos contratos de concessão com objetivo de prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica, consta cláusula específica para a intervenção;

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, a qualquer tempo, para assegurar a adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica ou o cumprimento, pela CONCESSIONÁRIA, das normas legais, regulamentares e contratuais (ANEEL, 1999, fl.13).

Cabe lembrar que a ANEEL não é o poder concedente e sim um órgão regulador, o qual cabe fazer os devidos levantamentos e realizar as recomendações que julgar necessárias. Cabe ao poder concedente, nos termos do art. 175 da Constituição Federal, a prestação de serviço público, como também decretar o fim de determinada concessão (GANIM, 2003).

2.5.2 Extinção da concessão

A extinção da concessão, prevista também na Lei nº 8.987/1995 em seu capítulo X, estabelece as formas que esta poderá ocorrer, que são:

Art. 35. Extingue-se a concessão por:

- I - advento do termo contratual;
- II - encampação;
- III - caducidade;
- IV - rescisão;
- V - anulação; e
- VI - falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual (BRASIL, 1995).

Poderá ainda, a concessionária rescindir o contrato por iniciativa própria, caso o poder concedente descumpra normas contratuais, sendo necessária ação judicial especialmente destinada a esse fim. A suspensão dos serviços por parte da concessionária apenas será possível após o trânsito em julgado da ação que decreta o fim do contrato, tendo direito a indenização e lucros cessantes, dado o descumprimento das normas contratuais pela administração pública. Extinta a concessão, os bens reversíveis, direitos e privilégios, transferidos ao concessionário retornam ao poder concedente, conforme estabelecido no contrato (ALBUQUERQUE, 2014).

Havendo a extinção da concessão ocorrerá o imediato acolhimento do serviço pelo poder concedente, bem como a ocupação das instalações e utilização de todos os bens reversíveis e necessários a execução da atividade, para garantir a sua continuidade e regularidade. Cabe ainda ao Poder Concedente, proceder ao levantamento as avaliações e liquidações necessárias, bem como a determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e datas da incorporação dos investimentos ao sistema elétrico. Será descrito as motivações de extinção da concessão que merecem maior detalhamento, quais sejam, advento do termo contratual e caducidade (ANEEL, 1999).

O advento do termo contratual trata da hipótese em que ocorre a extinção da concessão na qual o contrato se resolve pelo decurso do prazo nele previsto, sendo esta a forma normal da extinção da concessão. Os instrumentos contratuais, assinados após a lei das concessões, vêm estabelecendo que o advento do termo final do contrato opera de pleno direito, facultando a ANEEL, ao seu exclusivo critério, prorrogar o contrato até a admissão de nova concessionária (GANIM, 2003).

A caducidade é a extinção do contrato pelo poder concedente vindo a ocorrer quando o concessionário, dentro do prazo de concessão, descumprir obrigações contratuais, não manter as condições exigidas para habilitação, perda das condições técnicas, econômicas ou operacionais que prejudiquem a prestação do serviço de forma adequada, como também

normas legais e regulamentares. Por isso é também chamada de aplicações de sanções contratuais. Para que se proceda a caducidade é necessário a instauração de processo administrativo, sendo garantido o direito de ampla defesa ao concessionário, dando a este a oportunidade de corrigir as falhas na prestação do serviço, caso a falta a permita ser sanada, sendo a caducidade determinada por decreto do poder concedente (ALBUQUERQUE, 2014).

A Lei nº 8.987/1995, em seu art. 38, § 1º, estabelece que a caducidade da concessão poderá ser declarada pelo poder concedente quando:

- I - O serviço estiver sendo prestado de forma inadequada ou deficiente, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço;
- II - A concessionária descumprir cláusulas contratuais ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão;
- III - A concessionária paralisar o serviço ou concorrer para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou força maior;
- IV - A concessionária perder as condições econômicas, técnicas ou operacionais para manter a adequada prestação do serviço concedido;
- V - A concessionária não cumprir as penalidades impostas por infrações, nos devidos prazos;
- VI - A concessionária não atender a intimação do poder concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e
- VII - A concessionária não atender a intimação do poder concedente para, em 180 (cento e oitenta) dias, apresentar a documentação relativa a regularidade fiscal, no curso da concessão, na forma do art. 29 da Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993. (Redação dada pela Lei nº 12.767, de 2012) (BRASIL, 1995).

É também provocada a caducidade quando ocorrer a transferência da concessão ou do controle societário da concessionária sem a prévia anuência do poder concedente. Sendo sempre necessária a instauração de processo administrativo. Este processo não poderá ser instaurado antes que seja comunicado a concessionária, detalhadamente, os descumprimentos contratuais, dando-lhe prazo para defesa e ou corrigir as falhas e transgressões apontadas quando possível (GANIM, 2003).

2.6 PRAZO DA CONCESSÃO E SUA PRORROGAÇÃO

A constituição de 1988, determinou que todos os serviços públicos devem ser prestados pelo Poder Público, direta ou indiretamente, sob regimes de permissão ou

concessão, sempre por meio de licitação. As concessões existentes antes da entrada em vigor da Lei nº 8.987/95 que regulamentou o art. 175 da Constituição de 1988, tinham, devido a falta da formalização de contrato, em sua maioria prazo de vencimento indeterminado. “Para a regularização das concessões de serviço público concedidas anteriormente à Lei de Concessões e da própria Constituição Federal, bem como daquelas outorgadas na vigência da Constituição Federal, sem licitação” (GANIM, 2003, p.64), a Lei nº 8.987 em seu artigo 42, estabeleceu as condições para que estas concessões fossem validadas ou prorrogadas (GANIM, 2003), conforme abaixo;

Art. 42. As concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor desta Lei consideram-se válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, observado o disposto no art. 43 desta Lei ¹¹.

§ 1º Vencido o prazo mencionado no contrato ou ato de outorga, o serviço poderá ser prestado por órgão ou entidade do poder concedente, ou delegado a terceiros, mediante novo contrato.

§ 2º As concessões em caráter precário, as que estiverem com prazo vencido e as que estiverem em vigor por prazo indeterminado, inclusive por força de legislação anterior, permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a 24 (vinte e quatro) meses (BRASIL, 1995, art. 42º).

Assim, esta Lei determinou como válidas as concessões para prestação de serviço público outorgadas antes de sua publicação, pelo período constante no decreto ou no contrato. Contudo, conforme os § 1º e § 2º, do art. 42º, estabeleceu que estas concessões, ao fim do prazo contratual ou ato de outorga, seriam licitadas. O mesmo deveria ocorrer com as que se encontravam em caráter precário, em vigor com prazo indeterminado ou com prazo vencido. Situação esta que se encontrava a maioria das empresas do setor pelo país, entre elas a CELESC. Da mesma forma, considerou extintas as outorgadas sem licitação após a Constituição Federal de 1988, bem como as concessões concedidas antes da sua vigência, cujas obras ou serviços não haviam sido iniciados. (GANIM, 2003).

A solução a esta questão, para as concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 42, veio por meio do art. 22 da Lei nº 9.074/1995, permitindo sua prorrogação, em seus termos,

¹¹ Art. 43. Ficam extintas todas as concessões de serviços públicos outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988.

Parágrafo único. Ficam também extintas todas as concessões outorgadas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras ou serviços não tenham sido iniciados ou que se encontrem paralisados quando da entrada em vigor desta Lei (BRASIL, 1995, art. 43º).

Art. 22. As concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987, de 1995, poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente.

§ 1º Na hipótese de a concessionária não concordar com o reagrupamento, serão mantidas as atuais áreas e prazos das concessões.

§ 2º A prorrogação terá prazo único, igual ao maior remanescente dentre as concessões reagrupadas, ou vinte anos, a contar da data da publicação desta Lei, prevalecendo o maior (BRASIL, 1995, art.22º).

Isto seria possível desde que as concessionárias aceitassem serem reagrupadas conforme o estabelecido no Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995. O qual estabeleceu os procedimentos para a prorrogação das concessões do serviço de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074/1995 (GANIM, 2003). Abrindo assim a possibilidade da prorrogação por prazo único, de acordo com seu Art. 10;

Art. 10. As concessões e os direitos reconhecidos de exploração de distribuição de energia elétrica, não alcançados pelo art. 43 da Lei nº 8.987, de 1995, desde que reagrupados nos termos do disposto no art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ter seus prazos prorrogados, mediante requerimento da concessionária.

(...)

3º Em caso de reagrupamento, a prorrogação terá prazo único igual ao maior remanescente dentre as concessões e reagrupadas, ou vinte anos a contar de 8 de julho de 1995, prevalecendo o que for maior (BRASIL, 1995, art.10º).

Com isso, possibilitando a prorrogação por mais um período da maioria das concessões já existentes e o estabelecimento dos contratos entre poder concedente e concessionários (GANIM, 2003).

Já as concedidas após a vigência da Lei nº 8.987/95, bem como nos termos do art. 4º da Lei nº 9.074/95 e art. 8º da Lei nº 10.848/04, sendo elas de distribuição, transmissão ou geração de energia elétrica, terão como prazo de vencimento da concessão, o tempo necessário à amortização dos investimentos. O qual, no caso da distribuição, será limitado a trinta anos, contados da data de assinatura do indispensável contrato. Sendo ainda estabelecido no art. 4º do capítulo II da Lei nº 9.074/95, que as concessões de distribuição e transmissão, concedidas após a lei das concessões, poderão ter seu prazo de concessão prorrogados por mais trinta anos, conforme as condições estabelecidas no contrato de concessão e a critério do poder concedente (GANIM, 2003).

Contudo, com a chegada do fim de uma série de contratos de concessão do setor elétrico, foi recentemente elaborada a Medida Provisória nº 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013¹², que em seu 7º artigo estabelece,

7º Art. A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo (BRASIL, 2013, art.7º).

Com isto, se estabeleceu as bases legais para uma nova prorrogação das concessões do setor elétrico. Coube a ANEEL definir a minuta do aditivo contratual, que contempla as condições previstas bem como as punições, que poderão chegar a perda da concessão em caso de descumprimentos dos índices e metas estabelecidos (ANEEL, 2015).

Cabe destacar ainda que;

De acordo com o art. 29 da Lei nº 8.987/1995, a competência para extinguir ou prorrogar o prazo das concessões é privativa da União Federal, que deverá previamente ouvir a ANEEL, conforme previsto no § 1º do art. 3º-A da Lei nº 9.427/1996.

(...)

O art. 3º do Decreto nº 1.717/1995, delegou ao Ministro de Estado de Minas e Energia a competência para conceder as prorrogações de prazo de concessões (GANIM, 2003, p.61).

Assim, cabe a ANEEL, providenciar a devida instrução do processo administrativo, inclusive recebendo os pedidos de prorrogação, realizando a análise dos documentos necessários para qualificação técnica, jurídica, financeira e administrativa do interessado, além de analisar outros parâmetros. Esta análise se dá no sentido de evidenciar se a solicitação cumpre as condições legais e os interesses públicos, recomendando ao poder concedente o que seria a melhor alternativa, prorrogação ou licitação. A escolha pela prorrogação está sempre subordinada ao interesse público e cumprimento das obrigações regulamentares e contratuais. Devendo o interesse público ser verificado através dos

¹² Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências.

aspectos econômicos, financeiros e sociais, possibilitando mensurar os benefícios de uma possível prorrogação bem como seu prazo (GANIM, 2003).

2.7 INDICADORES DE QUALIDADE – DEC e FEC

Existem vários indicadores para se medir a qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Pode-se destacar os indicadores que mensuram a frequência e a duração das interrupções ocorridas, as quais possibilitam verificar a continuidade do fornecimento de eletricidade. Estes indicadores são apurados apenas para interrupções maiores que três minutos, sendo admitidos ainda, alguns expurgos em sua apuração. Os indicadores de continuidade existentes são;

Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): Intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica

Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.

Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão (DMIC): Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão.

Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI): Corresponde à duração de cada interrupção ocorrida em dia crítico, para cada unidade consumidora ou ponto de conexão (ANEEL, 2015).

Estes indicadores de continuidade no fornecimento são avaliados pela ANEEL, por subdivisões da área de abrangência da concessão de cada distribuidora, denominadas de conjuntos. Os conjuntos elétricos possuem abrangência variada, podendo um único conjunto abranger mais de um município ou um único município possuir mais de um conjunto, existindo limites destes indicadores estipulados para cada conjunto, os quais compõem o indicador global para cada concessionária. Os limites, períodos de apuração, entre outros

critérios, são regulamentados através do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Estes indicadores são mensurados a muitos anos, no qual seu descumprimento é punido com multas ou compensações financeiras aos consumidores, conforme previsto e estipuladas nos contratos de concessão e em normas expedidas pela ANEEL (ANEEL, 2015).

Para a prorrogação dos contratos de concessão para distribuição de energia elétrica, conforme exige no Decreto nº 8.461/2015, foi adotado, como critério para mensurar a eficiência com relação a qualidade do serviço prestado, os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC. Os limites para estes indicadores foram estabelecidos pela ANEEL, os quais deverão ser atingidos em cinco anos, com o cumprimento de metas intermediárias para cada ano (BITENCOURT, 2015). Estes indicadores constam nos contratos ou termos aditivos como, Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora (DECi) e Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora (FECi), ou seja, correspondem a parcela de origem interna ao sistema de distribuição das interrupções consideradas para o cálculo dos indicadores DEC e FEC conforme definidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 1999).

Os indicadores escolhidos pela ANEEL para verificar a qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, DEC e FEC, são medidos em horas e quantidades, respectivamente. Assim, quando se diz, por exemplo, que o DEC da CELESC em 2015 foi 14 e o FEC foi 10, significa que em média, no ano de 2015 cada unidade consumidora ficou 15 horas sem energia elétrica e houve interrupção no fornecimento por 10 vezes (JORNAL DA CELESC, 2015).

2.8 INDICADOR ECONÔMICO-FINANCEIRO – LAJIDA ou EBITDA

Existem vários indicadores ou índices que se destinam a verificar a sustentabilidade econômica e financeira das empresas. Um índice muito popular entre os analistas de mercado é o Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), ou do inglês, *Earning Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* (EBITDA) como é mais conhecido. Contudo, o EBITDA é um indicador opcional nos demonstrativos financeiros, mas é divulgado por companhias de todo o mundo, além de ser frequentemente citado, por mostrar a lucratividade do negócio. A normatização de seu cálculo no Brasil foi estabelecida a partir de 2012. Este índice, além de mostrar a lucratividade, possibilita

demonstrar quanto a companhia consegue gerar de caixa com suas atividades, uma vez que desconsidera o resultado financeiro, as despesas com depreciação e amortização e os impostos sobre o lucro. Assim, o EBITDA conceitua-se como um indicador econômico e financeiro, que busca representar a geração de caixa operacional da companhia (COLOMBO et al., 2014).

Segundo Iudícibus (2010, p.247), “o EBITDA é uma medida essencialmente operacional, desconsidera os efeitos dos resultados financeiros, assim revelando o potencial da empresa para a geração de caixa operacional”. Neste sentido, segundo Silva (2010), seu cálculo considera as receitas operacionais líquidas, reduzindo-se os custos e despesas operacionais, menos as depreciações e amortizações, assim, se caracterizando a geração de caixa operacional da organização.

Contudo, sua utilização não é restrita a medir a capacidade de geração de caixa operacional das companhias. Para “algumas atividades em que as estruturas das empresas possam ser muito parecidas, o EBITDA fornece também uma medida comparativa de desempenho com a concorrência” (SILVA, 2010, p.194-195). Assim, quando comparados os EBITDA de companhias com características semelhantes, como algumas do setor elétrico, podem ser obtidas informações no que tange ao desempenho das mesmas. Existe, ainda, diversos instrumentos de análise de fluxo de caixa da empresa que podem ser aplicados ou construídos a partir do EBITDA. Traz ainda a vantagem de poder ser calculada com base nos balanços fornecidos pelas empresas (COLOMBO et al., 2014).

Na América ficou conhecido na década de 70, sendo utilizado por analistas como uma medida temporária para avaliar o tempo necessário para que uma empresa com grande investimento em infraestrutura fosse viável no longo prazo, considerando-se apenas sua atividade operacional. Nos últimos anos, este indicador financeiro, passou a ser amplamente utilizado por empresas de capital aberto e por analistas de mercado como uma importante forma de avaliação do desempenho e do valor das companhias. (PRESSI, 2012).

CAPITULO 3 – ASPECTOS DA PRORROGAÇÃO

3.1 CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A partir de 1980, dado o contexto de crise econômica, a entrada de Itaipu¹³ no mercado e a adoção do regime de tarifas nacionais unificadas, gerou significativo aumento nos custos setoriais, desaparecendo também as condições financeiras favoráveis, tanto externas quanto internas. Neste momento as tarifas de energia elétrica também passaram a ser utilizadas como mecanismo de controle inflacionário. Ao fim da década de 1980, as concessionárias de energia elétrica não possuíam condições econômico-financeiras que possibilitassem a obtenção de novos financiamentos essenciais à expansão do sistema para atender de forma adequada o crescimento do consumo.

Assim transformando-se em um gargalo para o desenvolvimento do país, passando a apresentar deterioração da qualidade e conformidade dos serviços prestados. Após intensos debates, a reforma do mercado elétrico brasileiro foi desencadeada na segunda metade da década de 1990, introduzindo a concorrência já sinalizada pela constituição de 1988¹⁴, como elemento central do novo mercado elétrico brasileiro (IPEA, 2010). Então, buscou-se criar novas regulamentações para promover a melhora do serviço, bem como da situação financeira. Para Ganim, (2003),

Dentre tantas regulamentações em busca de melhoria da situação financeira do setor elétrico, a mais importante, e ao mesmo tempo considerada corajosa, foi tomada por meio da edição da Lei nº 8.631, de 04.03.1993, que no seu art. 1º, § 2º, manteve a tarifa pelo custo, mas extinguiu o regime de remuneração garantida e a CRC – Conta de Resultados a Compensar, na qual vinha sendo acumulado o valor correspondente à insuficiência de remuneração garantida. [...]. Extinguiu-se, também, a equalização nacional da tarifa e a RENCOR – Reserva Nacional de Compensação de Remuneração, criada pelo Decreto-Lei nº 2.432, de 17.05.1988, pela qual as concessionárias com remuneração acima da garantida, repassavam o excedente para as concessionárias com remuneração inferior à garantida, o que na prática, não foi suficiente para sanar o déficit do setor elétrico, que em 1993 acumulava a cifra de US\$ 26 bilhões (GANIM, 2003, p.42; 43).

¹³ Itaipu é uma usina hidrelétrica, cujo nome oficial é Itaipu Binacional. É uma usina binacional localizada no Rio Paraná, na fronteira entre o Brasil e o Paraguai. Até recentemente era a maior usina hidrelétrica do mundo, sendo superada pela usina hidrelétrica de três gargantas na China.

¹⁴ A Constituição de 1988, em seu Art. 175, regulamentado pela Lei das Concessões (Lei no 8.987/1995), determinou que toda concessão de serviço público deve ser objeto de licitação pública aberta (IPEA, 2010).

Dando prosseguimento a mudança do setor, foram também instituídas diversas leis, decretos e atos, sendo as principais:

Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art.175 da Constituição Federal; Lei nº 9.074/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criando a figura do produtor independente; Decreto nº 1.717/1995, que tratou dos procedimentos para prorrogações das concessões; Decreto nº 2.003/1996, que regulamentou a geração de energia elétrica por produtores independentes e autoprodutores; Lei nº 9.427/1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e disciplinou o regime econômico e financeiro das concessões de serviços públicos de energia elétrica; Lei nº 9.433/1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; Lei nº 9.478/1997, que dispôs sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo (GANIM, 2003, p.43).

Em 1996 foi criada a ANEEL, a qual começou a funcionar como órgão Regulador com a publicação do Decreto nº 2.335 de 1997, que aprovou a sua estrutura regimental. Assim, o DNAEE regulamentou e fiscalizou o setor elétrico brasileiro até 01 de dezembro de 1997. A ANEEL é uma autarquia, devendo-se lembrar de que não possui a competência de “poder concedente” como detinha o instinto DNAEE. Quando da criação da ANEEL, já se encontrava em andamento o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)¹⁵, o qual culminou com a criação da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 que além de reestruturar a Eletrobrás e suas subsidiárias, estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (GANIM, 2003).

Até o início da reforma do setor elétrico, os processos de produção, transporte e comercialização da eletricidade, foram concebidos como uma cadeia produtiva integrada de forma vertical por uma única empresa. Por isso a questão da precificação da energia elétrica foi trabalhada pelos economistas em todo o mundo, de forma a avaliar o preço final em função dos custos totais de produção e transporte. Ou seja, não havia separação entre as atividades econômicas de produção de energia e do sistema de transporte da eletricidade, que se divide em transmissão e distribuição (HAGE, 2011). Com isso, se planejou um modelo baseado na desverticalização, o qual passou a distinguir os segmentos monopolistas da transmissão e distribuição dos não monopolistas, que são a geração e comercialização.

¹⁵ “O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), desenvolvido de agosto de 1996 a novembro de 1998, num trabalho conjunto de consultores internacionais e de mais de três centenas de técnicos

Nesta fase o setor passou também por uma política de privatização, cabendo a regulação – técnica e econômica – das atividades a uma agência independente (SALES, 2011).

Com a reforma houve uma mudança de enfoque, sendo substituído o da obrigatoriedade de servir pela perspectiva de mercado, ou seja, passou-se a ter um mercado de energia onde o preço é o principal instrumento de orientação dos agentes. Assim, os pilares da reforma “se apoiam na introdução da competição e na imposição de que os preços reflitam os custos reais coerentes com o uso” (SILVA, 2001, p.13).

Este processo foi chamado de desverticalização, promovendo a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, surgindo com isso o segmento de comercialização. Em linhas gerais, pode-se dizer que este processo teve por objetivo reduzir o preço da energia, obter ganhos de eficiência e atrair capital privado (SILVA, 2001). Desta forma, incentivou-se a competição nos seguimentos de comercialização e geração – não monopolistas – mantendo-se sob regulamentação os setores de transmissão e distribuição que possuem como característica serem monopólios naturais (HAGE, 2011). Outro importante passo foi a criação da Lei das concessões¹⁶ em 1995. Pode-se destacar como os principais pontos impostos pela Lei das Concessões,

- (i) introdução de multas às concessionárias, proporcionais à falta cometida, em prol da manutenção da qualidade dos serviços; e (ii) determinação que as tarifas não precisavam mais se basear no custo do serviço (a regulamentação tarifária seria definida nos respectivos contratos de concessão) (SALES, 2011, p.2; 3).

O processo para a desverticalização foi efetivamente imposto a partir da Lei nº 10.848/2004 em seu art. 20, combinado com os § 5º e 6º do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, exigindo a segregação da atividade de distribuição (SALES, 2011).

Em 1995 foi estabelecida a Lei 9.074/95¹⁷, que implementou a prática da licitação das concessões para os serviços públicos, entre estes, os de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, indicando a obrigatoriedade da desverticalização nestes setores¹⁸. Neste contexto ocorreu a primeira privatização de uma concessionária de

do Setor, apresentou uma série de sugestões, visando responder a um conjunto de questionamentos inicialmente apresentados e equacioná-los.” (BRASIL, 2001, p.2)

¹⁶ Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

¹⁷ Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

¹⁸ Este sistema foi baseado no modelo britânico (SALES, 2011).

distribuição¹⁹, passando os novos contratos de concessão para a distribuição a adotar o regime de regulação tarifário pelo preço teto (SALES, 2011). Esta Lei também criou “os conceitos de produtor independente de energia e do consumidor livre” (HAGE, 2011, p.7).

Este processo exigiu uma série de implementações institucionais para permitir as mudanças no setor, de acordo com Silva (2001) destacam-se:

- A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)²⁰, responsável pela regulação tarifária e estabelecimento das condições gerais de contratação do acesso e do uso dos sistemas de transmissões e de distribuição;
- A forma de participação dos agentes de produção e consumo no mercado atacadista de energia (MAE)²¹;
- A definição de que as empresas transmissoras não poderiam desempenhar qualquer atividade de compra e venda de energia e que a essas empresas trabalhariam com base no conceito de receita permitida²²;
- A definição pela ANEEL dos equipamentos e instalações pertencentes à rede básica²³;
- Estabelecimento de instrumentos contratuais para a compra e venda de energia e uso do sistema de transmissão;
- Definição do livre acesso à rede básica de transmissão (SILVA, 2001, p.14).

Gerou-se um consenso de que a tarifa final dos consumidores deveria ser formada por duas partes, a primeira referente a compra da quantidade de energia elétrica consumida, e outra referente aos custos com o transporte da produção até o ponto de entrega para consumo (HAGE, 2011). Outra mudança tida como prioritária pela ANEEL quando de sua criação, foi a regularização das concessões através da assinatura dos contratos de concessão, pois até aquele momento as concessionárias não possuíam contratos assinados, possuindo em sua maioria apenas o decreto de outorga (GANIM, 2003). Todas as mudanças ocorridas tinham como objetivo,

Garantir a necessidade futura de energia, liberdade de competição na geração e na comercialização, e uma maior qualidade de serviços prestados ao consumidor. A competição na transmissão se restringiria às licitações de novos trechos de linhas (GANIM, 2003, p.44).

¹⁹ Primeira concessionária distribuidora de energia elétrica a ser privatizada foi a Escelsa, em 1996 (SALES, 2011).

²⁰ Lei nº 9.427, de 31/11/1997.

²¹ Lei nº 9.648, de 27/05/1998, Decreto nº 2.655, de 02/07/1998.

²² Resolução nº 142, de 10/06/1999.

²³ Resolução nº 66, de 16/04/1999.

Assim, a reforma brasileira, preservou o monopólio na gestão das redes de transporte e criou para a comercialização um mercado atacadista, onde consumidores e geradores contratam os fluxos de energia que circulam pelas redes de transmissão e distribuição – transporte – introduzida a sistemática de leilões na contratação da energia, no qual as distribuidoras atuam como compradores de energia elétrica em nome de seus consumidores cativos.

O controle e coordenação do despacho físico no sistema elétrico foram centralizados no ONS, que é uma entidade sem fins lucrativos. A coordenação econômica passou a ser realizada de forma descentralizada através dos agentes, baseada em contratos. Foi criado também um mercado de curto prazo, necessário para realizar o encontro de contas entre a quantidade de energia contratada e a efetivamente consumida (IPEA, 2010).

No fim de 2003, através da Medida Provisória nº 144²⁴, iniciou-se um processo de mudança na modalidade de comercialização permitiu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o propósito, e sob a coordenação direta do poder executivo, de possibilitar a comercialização de energia elétrica neste novo formato, substituindo o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Permitiu também a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que possui a finalidade de acompanhar e avaliar permanentemente a segurança do suprimento eletro energético. Dando sequência através da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, ficou autorizado à criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a finalidade de realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (GANIM, 2003).

Os consumidores foram divididos em livres, potencialmente livres e cativos²⁵. Atualmente tem-se uma indústria de energia elétrica na qual as atividades de transmissão e distribuição são monopólios naturais e de outro lado, tem-se uma estrutura com livre competição nos setores de comercialização e geração, se fazendo necessário para um bom funcionamento deste mercado cumprir alguns requisitos (SILVA, 2001), os quais são:

- Eficiência econômica da indústria como um todo;

²⁴ Convertida na Lei nº 10.848, de 15.03.2004, e regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004.

²⁵ Cativos são aqueles que estando conectados ao sistema elétrico de uma determinada concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica não podem adquirir energia elétrica de outros agentes; já os consumidores livres, que atendidos em determinada carga, mesmo estando conectados ao sistema elétrico e determinada concessionária, podem optar por adquirirem energia elétrica de outros agentes, pagando à concessionária a qual está conectado o uso do sistema de distribuição; por último, o potencialmente livre que atendendo às condições para serem livres, podendo optar por serem livres, preferem permanecerem como consumidores cativos (GANIM, 2003, p.45).

A partir de 2015, vem expirando uma série de concessões do setor elétrico, em especial aqueles referentes às empresas de distribuição que deveriam ter prioridade a serem licitadas. Nesse contexto, em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579, mas tarde convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e regulamentada pelo Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, legislação esta que trouxe à tona um grande debate jurídico sobre a possibilidade de haver prorrogações das concessões, especialmente junto ao Tribunal de Contas da União (TCU) (CASTRO; BRANDÃO, 2013).

A regulação da energia elétrica no Brasil, apesar de mostrar uma acelerada evolução, ainda é pouco madura, sendo que o setor de distribuição está iniciando seu quarto ciclo de revisões tarifárias sob o atual regime. Existem ainda complexas discussões acerca da capacidade de se regular com competência o mercado de energia elétrica por parte da agência reguladora. Tendo em vista se tratar de uma área de grande importância socioeconômica, estando o setor elétrico sob constante pressões de vários outros atores sociais. Por isto, é possível se observar um grande volume de alterações no marco legal e regulatório (SILVA, 2013).

Em um negócio cujos investimentos apresentam longo período de maturação, como os de energia elétrica, a instabilidade das regras resulta em uma maior percepção de risco por parte dos investidores. Sob esta ótica, pode-se dar como exemplo as mudanças estabelecidas recentemente pela Lei nº 12.783/13, a qual possui como principais objetivos, além da prorrogação das concessões, a promoção da modicidade tarifária, alterando diversos dispositivos da legislação anterior sobre as concessões, introduzindo significativas alterações na dinâmica do setor no Brasil. Esta lei está na fase de implantação, e vem apresentando inúmeros problemas para as distribuidoras, tais como as dificuldades metodológicas de implementação, podendo seu reflexo ser observado na grande queda dos preços das ações de empresas do setor elétrico brasileiro na BOVESPA (SILVA, 2013).

3.2 CELESC S.A.

O modelo de produção e distribuição de energia elétrica regionalizado dos anos 50, foi se mostrando incapaz de suprir a crescente demanda por este insumo não somente em Santa Catarina, mas por todo o País, devido ao desenvolvimentismo do governo Juscelino Kubitschek. Com isso, o governo Catarinense, sob o comando de Irineu Bornhausen, decide criar uma empresa capaz de unificar e promover uma política energética que suprisse as

necessidades do Estado. Em 9 de dezembro de 1955 nasce a CELESC. Porém, somente em 11 de abril de 1956 o governo Federal, através do decreto nº 39.015, concede a autorização para o seu funcionamento, sendo sua instalação formal, através de Assembleia Geral, ocorrida em 4 de agosto do mesmo ano. No início a empresa funcionou como um órgão de planejamento do sistema elétrico no Estado, para em seguida, nos anos 1960, começar a incorporar as antigas empresas regionais, iniciando seu ciclo de expansão.

Em 1962 a CELESC já operava em 39 municípios, atendendo mais de 87 mil clientes, estando presente nas maiores cidades catarinenses. A empresa atuava de forma vertical, assim como as demais empresas criadas pelo País, da geração a distribuição, incorporando e construindo linhas de transmissão, usinas geradores e redes de distribuição, promovendo a interligação dos sistemas elétricos existentes (CELESC, 2016).

No período de 1968 a 1973, conhecido como milagre econômico, o Brasil cresceu de forma intensa, com o PIB registrando crescimento acima dos 11%. Este período foi marcado por fortes investimentos em infraestrutura por todo o País. Nestas circunstâncias, a CELESC incorporou em sua área de atendimento mais de 50 municípios, chegando ao fim de 1974 com mais de 300 mil consumidores. Em 1973 é firmado um contrato entre CELESC, Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (ELETROSUL) (empresa subsidiária da ELETROBRAS), Cia. Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (CEEE) e a Cia. Paranaense de Energia Elétrica (COPEL), possibilitando a interligação e fornecimento de energia elétrica dentro da Região Sul de forma ampliada. Neste período estas empresas também assinam acordo para adquirir energia da usina de Itaipu, que ainda se encontrava em obras. Com isso, a CELESC se concentrou na ampliação de suas redes de distribuição e linhas de transmissão, promovendo de forma intensa a interligação dos sistemas elétricos estaduais, possibilitando maior confiabilidade do sistema, bem como atendendo de forma mais eficaz à crescente demanda. Ainda em 1973, a CELESC torna-se uma empresa de capital aberto, passando a ter ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA). Nos anos 1980, além da ampliação do sistema, a CELESC também promovia a incorporação das cooperativas de eletrificação rural, chegando a setembro de 1989 a um milhão de clientes (CELESC, 2016).

Na década de 1990 a CELESC prosseguiu com as ampliações necessárias ao sistema, atingindo mais de 100.000 quilômetros de redes de distribuição, 23 subestações de distribuição e 93 subestações de transmissão, possibilitando a integração energética em toda sua área de concessão. Em 1993 o Governo Federal, passa a implantar o novo modelo tarifário para o setor elétrico, buscando uma maior eficiência operacional, dando início ao

novo marco regulatório para o setor, com o propósito de desenvolver a segurança do abastecimento com modicidade tarifária. Com isso, a partir de 1993 se estabeleceu o marco regulatório a partir da Lei nº 8.631/93, sendo na sequência criada a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como lei das concessões, bem como a Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995 (CELESC, 2016).

Neste período a Constituição de 1988, em seu Art. 175, já havia determinado a obrigação da realização de licitação para a prestação de serviço público sob regimes de permissão ou concessão, colocando desta forma, as concessões existentes em situação irregular. Este artigo foi regulamentado pela Lei nº 8.987/95, a qual estipulou as condições para que estas concessões fossem validadas ou prorrogadas possibilitando a regularização de partes das concessões existentes na época. Contudo, também considerou grande parte das concessões existentes irregulares, devendo a maior parte delas ser licitada, encontrando-se nesta situação a CELESC.

A solução a esta questão veio por meio da Lei nº 9.074/95, o qual permitiu a prorrogação. Para que isso se concretizasse foi necessário que as concessionárias aceitassem serem reagrupadas conforme o estabelecido no Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, o que possibilitaria a prorrogação por mais um período, da maioria das concessões já existentes, e o estabelecimento dos devidos contratos para as concessões (GANIM, 2003).

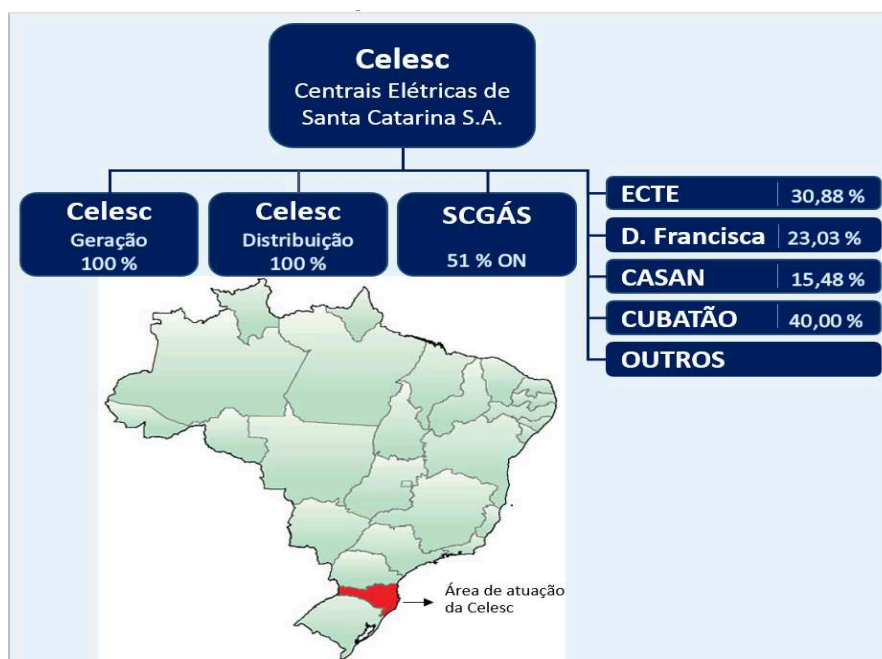
No caso da CELESC isto acarretou a prorrogação da concessão por um período de mais vinte anos, contado a partir de 8 de junho de 1995. Porém isto foi formalizado apenas depois da resolução nº 207, de 11 de junho de 1999, da ANEEL, que reagrupou a área de concessão nos termos do art. 22 da Lei nº 9.074/1995 e possibilitou a emissão da portaria nº 198 de 22 de junho de 1999 que autorizava a prorrogação da concessão. O que por sua vez, possibilitou a assinatura do Contrato de Concessão nº 56/1999 – ANEEL, entre o Poder Concedente e a CELESC, em 22 de julho de 1999 (ANEEL, 1999).

O novo modelo para a IEE foi implantado entre 1998 e 2002, a qual nos anos seguintes exigiria a desverticalização das empresas de energia elétrica, entre elas a CELESC. Ainda no fim da década de 1990, a CELESC, adquire participações societária em outras empresas de infraestrutura. No fim de 2003, a partir da MP nº 144 que estabeleceu novas regras para a comercialização de energia elétrica, sendo esta convertida em 15 de março de 2004 na Lei 10.848, deu-se início a uma vasta criação de novas Leis, Decretos e Resoluções destinadas a regulamentar, em especial a comercialização de energia elétrica no Brasil, dado a reestruturação em andamento no setor (CELESC, 2016).

Em novembro de 2004 a CELESC atinge a marca de dois milhões de clientes, se consolidando como uma das maiores empresas do setor elétrico brasileiro. Em outubro de 2006, atendendo a legislação que implementava o novo modelo para o setor elétrico, a CELESC foi reestruturada como uma Holding, passando a ter duas subsidiárias integrais, a CELESC Distribuição S.A. e a CELESC Geração S.A. Em 2007, ampliando seu portfólio de negócios, a Holding adquiriu o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), empresa detentora da concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de Santa Catarina e mantém participações em empresas afins do setor elétrico e da área de infraestrutura.

Em 2009 ampliou sua participação na área de transmissão adquirindo mais ações da ECTE, como também viabilizando projetos na área de geração de energia elétrica, passando a estar estruturada conforme pode ser visto na Figura 2 abaixo (CELESC, 2016):

Figura 2 - Estrutura da CELESC Holding.



Fonte - CELESC, (2016).

A CELESC é uma empresa de economia mista controlada pelo governo do Estado de Santa Catarina, sendo a CELESC Distribuição S.A. a principal empresa da Holding (CELESC, 2016). Esta subsidiária;

É a segunda arrecadadora de ICMS do Estado de Santa Catarina e a sétima maior distribuidora em volume de receita, a sétima em volume de energia fornecida e a décima em número de unidades consumidoras.

A área de concessão da CELESC D corresponde a 92% de Santa Catarina. Seus serviços chegam a 257 municípios catarinenses e ao município de Rio Negro, no Paraná, atendendo 2,6 milhões de unidades consumidoras (dez/2013). A Empresa atua ainda no suprimento de energia elétrica para o atendimento de quatro concessionárias e 11 permissionárias, responsáveis pelo atendimento dos demais 31 municípios catarinenses (CELESC, 2016).

3.3 LEI Nº 12.783 E O DECRETO Nº 8.461

É possível observar uma constante mudança na legislação do setor elétrico brasileiro, a qual permitiu que as concessões existentes fossem prorrogadas ou renovadas. Após este processo nos anos 1990 chegou-se novamente ao fim dos prazos concedidos anteriormente, havendo uma série de concessões do setor elétrico que expiram a partir de 2015, entre elas a da CELESC Distribuição. Como visto anteriormente, além da Constituição Federal de 1988 em seu Art. 175, a própria legislação construída para possibilitar as prorrogações no passado determinava o fim das concessões, sendo necessário a realização de novas licitações para outorga e formalização de um novo contrato de concessão.

Com isto, todas essas concessões necessitariam de amparo legal para serem novamente prorrogadas. O que se deu através da edição da Medida Provisória nº 579 de 2012, mais tarde convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, sendo esta regulamentada pelo Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Assim, criando-se as bases legais que permitem nova prorrogação das concessões do setor elétrico, dentro deste o setor de distribuição, conforme prevê o art. 7º da Lei nº 12.783/2013 (ALBUQUERQUE, 2014).

A possibilidade das prorrogações que dispõe esta Lei, está assentada na premissa de que não haveria ganhos no curto prazo para os consumidores, pois o marco regulatório econômico, aplicado ao setor de distribuição, já induziria à eficiência e modicidade tarifária, na qual a metodologia adotada para as tarifas das distribuidoras reconhece apenas investimentos prudentes bem como os custos operacionais eficientes. Em consequência, um novo concessionário, teria em tese a mesma tarifa que a atual (CASTRO; BRANDÃO, 2013).

Neste sentido, a Exposição de Motivos da Medida Provisória nº 579 de 2012, já colocava que, segundo estudo realizado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a manutenção dos atuais concessionários, desde que o serviço esteja sendo prestado de forma adequada, constitui a forma mais apropriada para maximizar a captura dos ganhos

de eficiência e os gerados pela amortização e depreciação dos ativos já remunerados, como também, garantir a segurança energética. Porém, não há explicações detalhadas sobre estes aspectos, mesmo havendo na economia relevante literatura que se ocupe da incapacidade de o regulador estabelecer um preço eficiente, em virtude das várias fontes de assimetria de informação (CALDEIRA, 2014).

Neste contexto, a prorrogação estipulada pelo artigo 7º foi regulamentada pelo Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, tendo em vista a necessária formatação de um novo contrato, ou termo aditivo, para as concessões de distribuição. O qual em seu art. 1º estabelece;

Art. 1º O Ministério de Minas e Energia poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária (BRASIL, 2015).

Estabelece ainda que a prorrogação dependerá da expressa aceitação da concessionária, das novas condições estabelecidas no contrato ou no termo aditivo, as quais contemplarão os itens constantes em seu art. 1º. Assim, esta nova legislação, determinou o estabelecimento de metas de qualidade do serviço e de saúde financeira mais rígidas e objetivas, as quais devem ser alcançadas durante os primeiros cinco anos e mantidas durante toda a concessão sob pena de perda da mesma. Estes critérios têm por objetivo aumentar as garantias de prestação de serviço adequado, bem como reduzir o tempo de exposição dos consumidores a um eventual serviço inadequado (ANEEL, 2015).

Os indicadores de qualidade do serviço contido no inciso I, mostrado acima, deverá ser mensurado utilizando indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções no fornecimento de energia elétrica. A eficiência da gestão financeira, relacionada no inciso II, será calculada por indicadores que mostrem a capacidade de a concessionária satisfazer, de forma sustentável, seus compromissos econômico-financeiros. Estes critérios, previstos no inciso I e II, deverão ser alcançados no prazo máximo de cinco anos, iniciando a partir do primeiro ano após a renovação contratual, sendo necessário atingir metas anuais de forma a promover uma melhora contínua, as quais serão estabelecidas a partir do maior valor entre os limites estabelecidos pela ANEEL para cada

caso e os indicadores apurados no ano anterior a celebração da prorrogação de cada concessão. Cabe a ANEEL a apuração quanto ao cumprimento das metas anuais (BRASIL, 2015).

O descumprimento das metas anuais poderá determinar obrigações de aporte de capital por parte do sócio controlados, não sendo permitido tratamento tarifário diferenciado em função das condições exigidas. O descumprimento de uma das metas anuais “por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos **acarretará a extinção da concessão**”²⁶, observadas as disposições deste artigo e do contrato de concessão ou do termo aditivo” (BRASIL, 2015, art.4º).

Como alternativa à extinção, a concessionária poderá apresentar um plano de mudança do controle societário, devendo este ser apresentado anteriormente à instauração pela ANEEL de processo administrativo, em virtude do descumprimento das condições de prorrogação estabelecidas (BRASIL, 2015). Assim, a prorrogação depende da aceitação expressa pelas concessionárias da receita fixada conforme critérios estabelecidos, bem como da submissão aos indicadores de qualidade e gestão econômico-financeira fixados pela ANEEL (SILVA, 2013).

Com isso o governo optou por novamente prorrogação os contratos de concessão existentes, os quais já haviam sido prorrogados a partir de 1995, com base na Lei 9.074/1995, inclusive sem as devidas licitações. Assim, mesmo com cláusulas dos atuais contratos prevendo uma possível prorrogação, bem como a edição de Legislação para tratar da matéria, há muita discordância sobre a possibilidade legal para estas prorrogações, pois “A perpetuidade da concessão equivaleria a uma transferência do próprio serviço público objeto da concessão, o que não seria possível, pois só existe o instituto da concessão quando se trata de serviço próprio do Estado” (ALBUQUERQUE, 2014, p.67).

Ainda neste sentido, se presume que ao final do período de concessão a maioria dos investimentos realizados deveria estar totalmente amortizado, cabendo ressarcir o concessionário dos que por ventura ainda não estejam. Há ainda outros aspectos legais, que levariam a concluir-se que a prorrogação deveria ser uma excepcionalidade, pois a concessão tem como uma de suas características possuir um prazo determinado e admitir prorrogá-la mais de uma vez se estaria violando o dever de licitar, conforme previsto no art. 175 da Constituição Federal do Brasil (ALBUQUERQUE, 2014).

²⁶ Grifo nosso.

Abrindo-se com isso, um grande debate sobre a legalidade destas prorrogações, em especial junto ao TCU, no qual sua unidade técnica, chamada de SeinfraElétrica, contesta fortemente as alegações, do MME e ANEEL que trariam o caráter de excepcionalidade, sugerindo ao TCU que;

298. Diante do exposto conclui-se pela inconstitucionalidade e ilegalidade do modelo proposto de prorrogações gerais e sem condicionantes prévias, concretizado pelo Decreto 8.461/2015 e minutas de contrato submetidas à audiência pública.

299. Propõe-se, então, determinações corretivas no sentido de realização de licitação desses contratos e redefinição do limite espacial para otimização dessas áreas de concessão de distribuição de energia elétrica (TCU, 2015, p.47).

Concordando com os fatores elencados pela unidade técnica, o relator do processo, Ministro José Múcio Monteiro, em seu voto, no dia 9 de setembro de 2015, portanto posterior ao encerramento de vários contratos de concessão de distribuição, entre eles o da CELESC, descreve-os e faz fortes críticas ao “*modus operandis*” do Poder Concedente e ao modelo adotado. Destacando-se o fato de em certo ponto ferir o art. 175 da CF/1988, mas também, não apresentar estudos suficientemente detalhados que justificassem a prorrogação dos contratos, faltando informações consistentes que indicassem vantagens e desvantagem de prorrogar ou licitar, bem como demonstrar os riscos que a licitação poderia trazer. Também trata da intempestividade por parte do MME para as definições das diretrizes da prorrogação, sendo que o TCU desde 2010 vinha cobrando ações preparatórias para o vencimento dos contratos em questão. Coloca ainda o fato da edição do Decreto, que regulamentava esta possibilidade, ser realizado faltando pouco mais de um mês para o fim de muitas concessões, gerando com isto instabilidade jurídica e regulatória, entre outros fatores (TCU, 2015).

Porém em seu voto, depois aprovado em plenária, o relator conclui que;

26. Quanto à carência de informações para justificar a decisão, realmente, não se encontram nos autos parâmetros e variáveis que demonstrem com precisão que a prorrogação seria a melhor solução. Não obstante, vejo que os argumentos e dados apresentados são bastantes para se concluir que a realização da licitação de todas as concessões na atual conjuntura econômica e política traz riscos significativamente maiores à continuidade dos serviços e à própria segurança energética do que a opção pela prorrogação (TCU, 2015, p.51).

Justificando que ao SeinfraElétrica não deu por inconstitucional o art. 7º da Lei 12.783/2013, pois não se estabeleceu liberdade absoluta para prorrogação, fixando limites e condições, bem como o reconhecimento da importância estratégica do serviço de

distribuição de eletricidade e da gravidade que poderia decorrer da descontinuidade no seu fornecimento, sendo que em questão está envolvidos contratos que atendem cerca de 50 milhões de unidades consumidoras, representando 50% do mercado cativo. Relata ainda que deve ser levado em consideração a análise do contexto econômico atual, dado as ampliações de restrições ao financiamento, alto custo de capital, grande aversão ao risco bem como o ambiente de incertezas regulatória existente no setor de distribuição (TCU, 2015). Mostrando também que;

31. A unidade técnica afirma que “*não parece razoável supor a inexistência de outros interessados, além daqueles que optarem por prorrogar suas concessões nos termos do modelo proposto*”²⁷, mas a realidade encontrada nos recentes leilões das linhas de transmissão, a exemplo do ocorrido neste mês de agosto, que mostra uma diminuição acelerada na disposição do mercado e de seus **players** em investir, apesar de, historicamente, o segmento de transmissão ser visto como atrativo pela estabilidade dos rendimentos, confere razão ao MME (TCU, 2015, p.51).

Assim, decidindo pela autorização das prorrogações pretendidas pelo MME, recomendando, porém, a este Ministério e a ANEEL, a adoção de ações no sentido de dar maior transparência, previsibilidade e segurança jurídica ao contrato. Determinou ainda que a SeinfraElétrica fiscalize o cumprimento por parte da ANEEL de suas competências, as quais em caso de descumprimento das concessionárias das metas estabelecidas, deverá agir no sentido de aplicar as sanções previstas, evitando que se prolongue situações de baixa qualidade na prestação do serviço (TCU, 2015).

Com isso, a ANEEL, aprovou no fim de outubro de 2015, os critérios para renovação dos contratos de concessão de 41 distribuidoras por mais 30 anos. A decisão incluiu os principais ajustes exigidos pelo TCU. Assim o processo seguiu as principais premissas definidas pelo governo através do Decreto 8.461/15, sendo estabelecidos cláusulas contratuais com o objetivo de assegurar qualidade e eficiência do serviço prestado, equilíbrio na gestão econômico-financeira e menores custos de tarifa (BITENCOURT, 2015).

²⁷ Grifo do autor.

3.4 INDICADORES E METAS ESTABELECIDAS PELO 5º TERMO ADITIVO AO CONTRATO 056/1999 DA CELESC DISTRIBUIÇÃO

Após o amplo debate ente MME, TCU, ANEEL e diversas audiências públicas sobre a possibilidade das prorrogações dos contratos de concessão para a distribuição de energia elétrica no Brasil, foi assinada em 09 de dezembro de 2015, o quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 56/1999, celebrado entre MME e a CELESC Distribuição S.A. Através deste foi formalizado e estipulado as principais diretrizes e metas para a prorrogação por um período de até 30 anos para a área de concessão da CELESC.

A partir daí passou a vigorar as novas metas estipuladas pela ANEEL para a qualidade dos serviço e sustentabilidade econômico-financeira da empresa, contendo indicadores de lucratividade e endividamento, devendo estas serem atingidas nos próximos cinco anos e mantidas ao longo da concessão, as quais determinarão o futuro da companhia de distribuição. O não atendimento dos novos critérios poderá levar ao fim da concessão, o que levaria a um processo licitatório para a área atendida atualmente pela CELESC, ou a mudança do controle acionário da empresa, o que neste caso determinaria o fim da CELESC pública. Os indicadores estipulados pela ANEEL e constantes no termo aditivo são, DEC e FEC para a qualidade, e para a sustentabilidade econômico-financeira a LAJIDA ou EBITDA, os quais serão vistos a seguir (JORNAL DA CELESC, 2016).

O Quinto Termo Aditivo ao Contrato 056/1999 estabelece ainda que, caso verificada qualquer das hipóteses de inadimplemento previstas nas normas e no próprio termo aditivo, a ANEEL deverá instaurar processo administrativo para verificar as infrações e falhas, podendo recomendar ao poder concedente a declaração de caducidade da concessão. Este por sua vez poderá, além das medidas previstas na legislação;

- I - Deflagrar o Processo de Licitação da Concessão;
- II - Celebrar o Contrato de Concessão com Novo Concessionário concomitantemente com a Declaração de Caducidade da Concessão; e
- III - Disciplinar uma Fase de Transição para a Assunção do Serviço pelo Novo Concessionário (ANEEL, 1999, 5º termo aditivo, fl.16).

3.4.1 Metas DEC e FEC

No quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 56/1999 da CELESC Distribuição, em seu anexo II, foi estabelecido os limites globais anuais que a concessionária

deverá cumprir para não sofrer as sanções estipuladas no próprio termo, conforme pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Limites Globais Anuais de DECI e FECI

Ano	DECI (Horas)	FECI (Interrupções)
2016	14,77	11,04
2017	13,79	10,44
2018	12,58	9,84
2019	11,56	9,25
2020	11,30	8,65

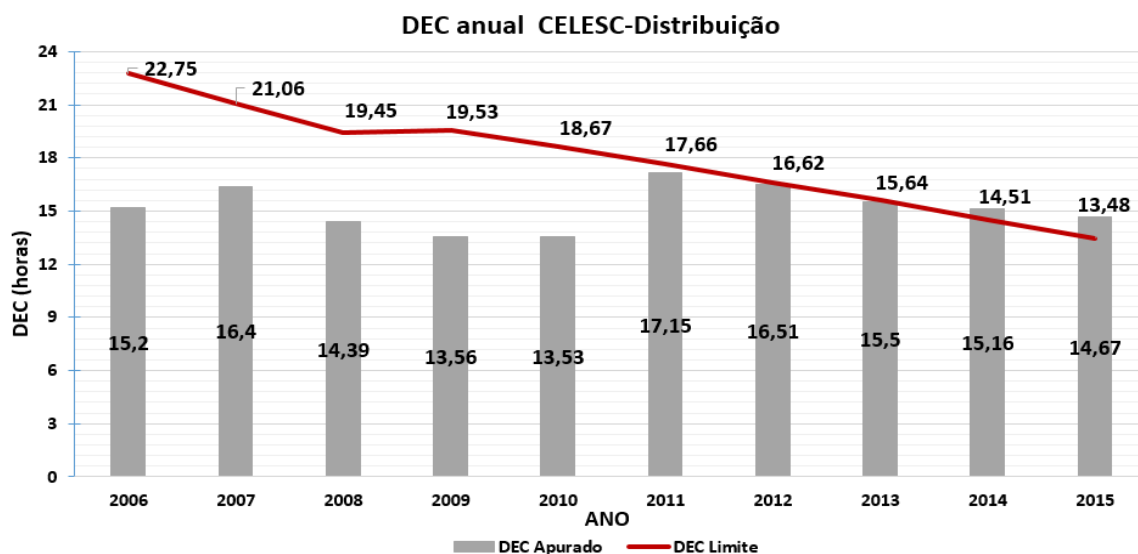
Fonte - ANEEL, Anexo II do 5º termo Aditivo, (1999).

Estes limites começaram a valer a partir de 01 de janeiro de 2016. O descumprimento destes limites anuais globais, adotados como critério de eficiência com relação a qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante os cinco primeiros anos ou no ano de 2020, acarretará na **extinção da concessão** nos termos previstos no mesmo aditivo contratual. É considerado descumprimento a violação do limite de pelo menos um dos indicadores de continuidade estabelecidos na Tabela 1. Após os cinco anos do período de avaliação, o descumprimento dos limites por dois anos consecutivos ou em três vezes em cinco anos poderá implicar em limitação de distribuição de dividendos ou no pagamento de juros sobre capital próprio, até a restauração dos padrões regulatórios. Em caso de descumprimento por três anos consecutivos, a partir do sexto ano, implicará na abertura do processo de caducidade (ANEEL, 1999).

Evolução DEC e FEC CELESC.

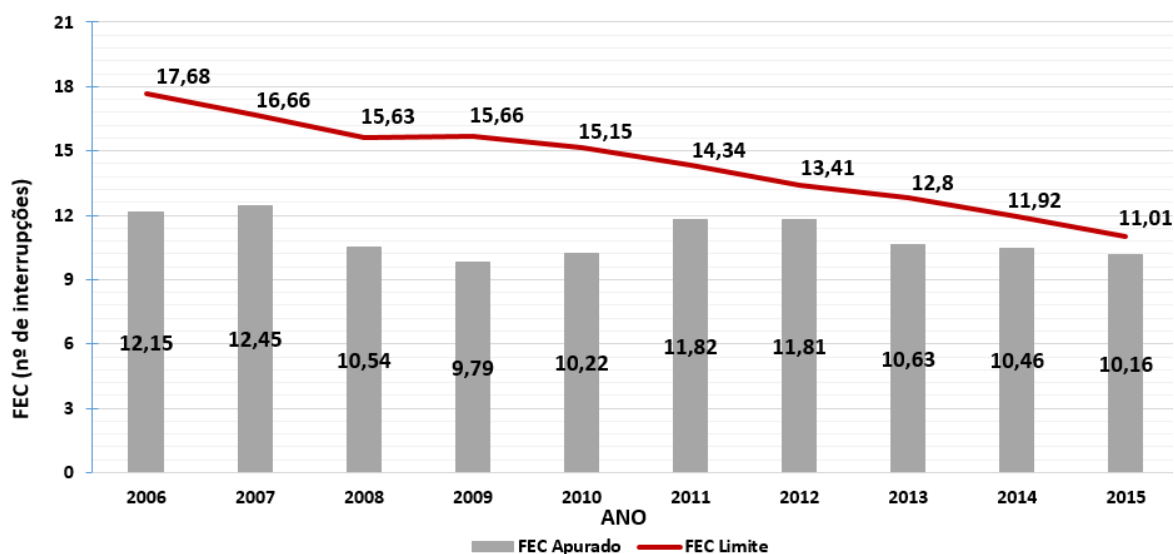
A ANEEL, ao longo dos últimos anos, vem estipulando metas progressivamente mais exigentes para estes indicadores, conforme pode-se observar nos Gráficos 3 e 4, abaixo, os quais demonstram as metas estabelecidas e os índices alcançados pela CELESC nos últimos dez anos, de acordo com os dados mostrados no Anexo II deste relatório.

Gráfico 3 - Histórico do DEC da CELESC-DIS apurados e seus limites.



Fonte - ANEEL, (2016).

Gráfico 4 - Histórico do FEC da CELESC-DIS apurados e seus limites.



Fonte - ANEEL, (2016).

Analisando os dados registrados nos Gráficos 3 e 4, pode-se notar que a CELESC vem atingindo as metas estabelecidas pela ANEEL, tanto para o DEC quanto para o FEC, com exceção dos anos de 2014 e 2015 nos quais foi ultrapassado o limite para o DEC. Porém é de se considerar que a melhora dos indicadores a cada ano é menor do que o aumento das exigências estabelecidas, levando a CELESC a sair de uma situação confortável em 2006 para uma de descumprimento da meta. A evolução do DEC por parte da CELESC, neste período, foi de 15,2 em 2006 para 14,67 em 2015, ou seja, uma evolução de apenas 3,49%. Sendo otimista, pode-se ainda comparar a evolução dos extremos do DEC

alcançados no mesmo período, que seriam de 13,53 em 2010 e 17,15 em 2011, o que mostraria uma evolução de 21,11%.

Já o nível de exigência nas durações das interrupções no serviço de distribuição de energia elétrica foi de 22,75 em 2006 para 13,48 em 2015, o que representa uma evolução de 40,74%. O mesmo ocorre com o FEC, onde o índice alcançado pela CELESC em 2006 foi de 12,15 e em 2015 de 10,16, evolução de 16,38%, ou os extremos durante o período que são, 9,79 em 2009 e 12,45 em 2007, representando uma evolução de 21,37%. Já os limites estabelecidos pela ANEEL para a frequência da interrupção no fornecimento de energia elétrica, foi de 17,68 em 2006 para 11,01 em 2015, um aumento nas exigências de 37,73% (JORNAL DA CELESC, 2016).

Realizando uma divisão simples das variações percentuais apresentadas, pelo número de anos do período²⁸, tem-se que a evolução do DEC apurado na situação dos extremos²⁹ foi de 2,11% ao ano e entre o período de 2006 e 2015 foi de 0,35% ao ano, contra uma evolução de 4,07% ao ano do exigido. Já o FEC, entre os extremos dos índices apurados no período, foi de 2,14% ao ano e no período foi de 1,64% ao ano, contra uma evolução de 3,77% ao ano do exigido, ou seja, em ambos os casos a evolução das exigências foi praticamente o dobro do ganho de eficiência alcançada pela CELESC. Nota-se que não se está levando em consideração o aumento do número de consumidores, o que eleva as dificuldades de melhora nestes indicadores, sendo que entre os anos de 2006 e 2015, houve um crescimento de 24,55%.

Comparando as metas estabelecidas para a prorrogação da concessão, pode-se notar que houve um aumento dos limites estipulados pela ANEEL para o ano de 2016, se comparados aos de 2015, em especial para o DEC com uma elevação de 8,73%, o que favorece a distribuidora neste primeiro ano. Contudo, a evolução das exigências pré-estabelecidas para os indicadores durante o período de avaliação da prorrogação (2016 a 2020), acelera ainda mais o nível das exigências, promovendo um aumento no período de 23,5% para o DEC e de 21,65% para o FEC.

É necessário considerar, conforme estabelece o Módulo 8 do PRODIST (onde está mostrado e explicado isto), que os indicadores DEC e FEC devem ser apurados de forma

²⁸ A média real para variação do DEC corresponde apenas a 0,06 que comparado ao DEC médio do período de 15,21 corresponde a uma evolução média de 0,39% a.a. Situação está muito próxima da variação encontrada entre os anos de 2006 e 2015. Ocorrendo algo similar com o FEC, o qual possui evolução real média no período de 0,22, e FEC médio de 11, representando uma evolução média de 2% a.a. Por este motivo se optou por realizar a divisão simples da variação percentual pelo número de anos do período. Isto será utilizado durante toda esta seção.

estratificada, a depender da origem e da causa da interrupção, pois os indicadores levantados para a prorrogação da concessão (DEC_i e FEC_i), conforme já visto, são apenas aqueles de origens interna a distribuidora e os não expurgados. Os indicadores históricos apurados, vistos acima, consideram as partes de origem externa e correspondem apenas a parte do total realmente sentido pelos consumidores, sendo o total do DEC e FEC, compostos por partes de origem externa e interna a distribuidora, além dos valores expurgados. No entanto, os indicadores estratificados estão disponíveis apenas a partir de 2010³⁰ (ANEEL, 2016).

Pode-se observar uma grande diferença entre os indicadores reais e os apurados, havendo uma tendência crescente ao aumento desta a partir de 2011. Contudo, os indicadores de origem externa têm pequeno impacto no total, sendo a parcela mais significativa da diferença entre o total e o apurado correspondente aos expurgos, em especial, aos descritos como DECINC (DEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em *dia crítico*) e FECINC (FEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em *dia crítico*) conforme previsto no módulo 1 e 8 do PRODIST (IDEM), sendo os critérios para expurgo estabelecidos pela ANEEL, assim como a intensidade e a profundidade de suas fiscalizações. Se comparada apenas esta parte mais relevante dos expurgos em relação aos valores apurados, pode-se perceber uma crescente elevação em seus percentuais, conforme é mostrado na Tabela 2, abaixo.

Tabela 2 - Percentual de expurgo (DECINC e FECINC), em relação ao DEC e FEC apurados.

Ano	% DEC expurgado	% FEC expurgado
2010	20,1%	14,6%
2011	9,4%	6,8%
2012	12,0%	8,4%
2013	12,3%	9,3%
2014	27,2%	20,0%
2015	31,8%	22,8%

Fonte - ANEEL, (2016). Percentuais calculados pelo autor.

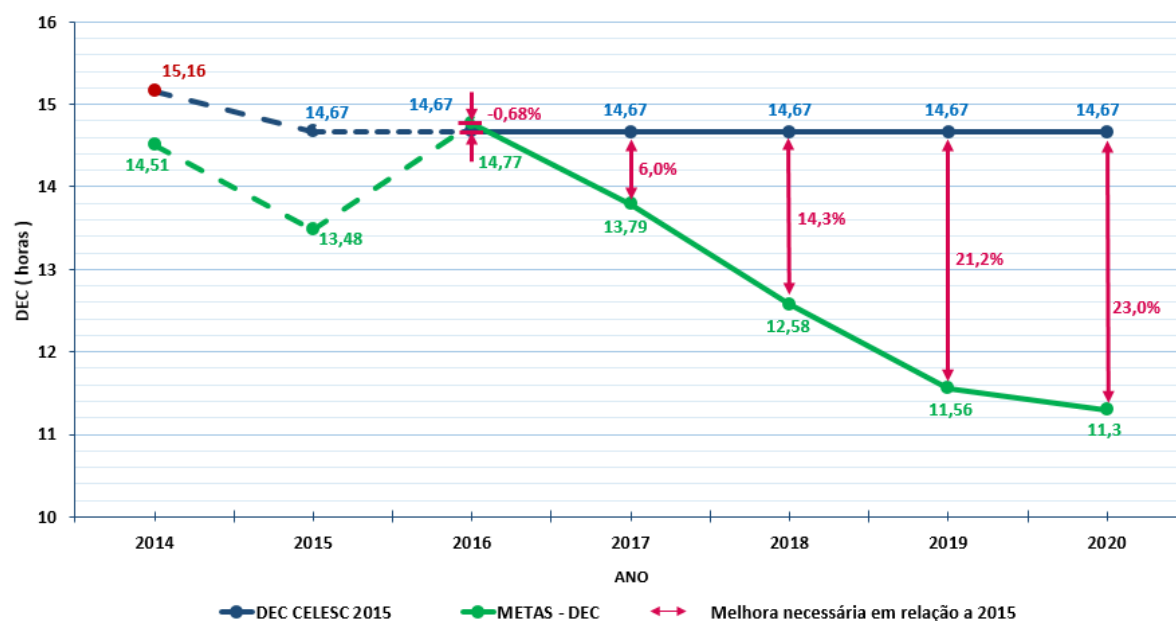
Se faz necessário ainda, construir uma projeção para o futuro, partindo das metas estabelecidas pela ANEEL de forma que se possa ter noção exata da necessária evolução

²⁹ No caso dos extremos, se considerou, hipoteticamente, como o índice mais elevado estivesse ocorrido no ano de 2006 e o menor no ano de 2015.

³⁰ Ver Anexo III.

para garantir a prorrogação do contrato de concessão. Assim, a partir das metas estabelecidas para o DEC e o FEC, comparadas com os índices alcançados em 2015, será necessária uma evolução conforme mostrada nos Gráficos 5 e 6.

Gráfico 5 - Metas para o DEC e sua necessária evolução.



Fonte - Jornal CELESC, (2015). Dados atualizado pelo autor.

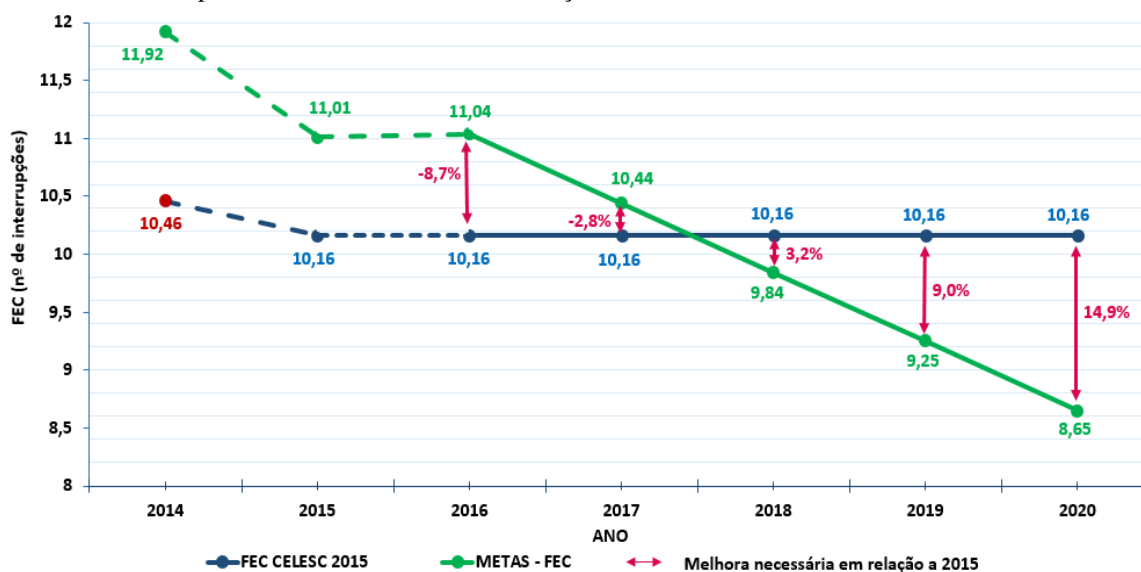
Pode-se observar que, caso se consiga manter o DEC alcançado no ano de 2015 em 2016, se conseguiria atingir o limite estabelecido, graças ao aumento significativo do teto da meta imposta para o primeiro ano pelo regulador, em comparação ao ano de 2015. Até o fim de 2017 seria necessária uma redução do DEC de 6%, e em 2020 (prazo limite para comprovação plena dos ajustes) uma redução de 23% em cinco anos, ou seja, uma média³¹ de 4,6% ao ano. Se mantido a melhora mais alta mostrada acima para este indicador (2,11% a.a) ao fim do terceiro ano (2018), conforme as regras estabelecidas, acarretará a extinção da concessão. Este cenário é ainda mais temeroso se observado a média de melhora necessária para os cinco anos, que representa mais que o dobro da evolução média histórica da CELESC. Isto considerando-se que seja mantido o rigor das fiscalizações bem como as regras e métodos para o expurgo por parte da ANEEL, o que cabe também para o FEC.

Deve-se salientar que o valor do indicador de 2015, utilizado como base comparativa no gráfico, é o DEC e não o DECI, o que acarreta uma pequena diferença, qual seja, a exclusão das parcelas do indicador de origem externa mais o DECINO (DEC de interrupção

³¹ Realizando uma divisão simples das variações percentuais apresentadas pelo número de anos do período ("média do percentual").

de origem interna não programada, vinculadas a racionamento ou alívio de carga solicitado pelo ONS, não ocorrida em Dia Crítico), o que corresponde a uma diferença no DEC de 2015 de 0,11 ou 0,75% a menos. Nas divulgações internas da companhia é dado publicidade para o DEC e o FEC, com o intuito de que a empresa como um todo busque um ganho de eficiência maior que o mínimo necessário para garantir a prorrogação, sendo utilizada essa pequena diferença como uma margem de segurança.

Gráfico 6 - Metas para o FEC e sua necessária evolução.



Fonte - Jornal CELESC, (2015). Dados atualizado pelo autor.

Já o FEC, a princípio, se encontra em situação mais confortável, tendo em vista que no ano de 2016, se mantido o valor atingido em 2015, já estaria dentro da meta com uma folga de 8,7%, sendo necessário uma melhora neste indicador somente em 2018, com uma evolução de 3,2%. Ao final de 2020 a melhora total no período deve ser de 14,9%, o que corresponde a uma evolução nos cinco anos de aproximadamente 3% a.a. Levando em consideração apenas o FEC, caso mantido a melhora dos últimos dez anos deste indicador, na melhor hipótese demonstrada (2,14% a.a), a CELESC ultrapassaria a meta nos anos de 2018 e 2019, o que, conforme as regras estabelecidas, acarretará a extinção da concessão.

Se levado em consideração que o valor do indicador de 2015, utilizado como base comparativa no Gráfico, é o FEC e não o FECi, o que corresponde a uma diferença do FEC de 2015 de 0,26 ou 2,56% a menos, ocorreria a ultrapassagem da meta no ano de 2020, ou seja, considerando-se o FECi de 2015 e mantido a melhora observada entre os extremos dos últimos dez anos, também não se conseguiria alcançar os indicadores impostos pela ANEEL.

Assim, levando-se em conta o ano de 2015 e a média histórica da evolução destes indicadores, será necessário que a CELESC mais que dobre sua evolução nos indicadores de continuidade DEC e FEC. No caso do DEC isto representa uma evolução média de 4,6% ao ano e no FEC de 3,0% ao ano (JORNAL DA CELESC, 2015).

3.4.2 Metas LAJIDA ou EBITDA

Para a prorrogação dos contratos de concessão da distribuição de energia elétrica a ANEEL, após audiências públicas, estabeleceu a LAJIDA como o principal parâmetro a ser avaliado, em torno do qual será verificado a eficiência econômico-financeira das empresas. Com o intuito de garantir uma gestão satisfatória, o regulador exigirá a superação de eventuais dificuldades econômico financeiras, também no prazo de cinco anos. Isso será reconhecido ao atingir uma geração de caixa suficiente para os investimentos e o pagamento dos juros da dívida (BITENCOURT, 2015).

Coube a ANEEL estabelecer os parâmetros mínimos a serem atingidos para se manter a prorrogação, sendo que;

... a Fixação dos Novos Parâmetros observará, dentre outros, a necessidade de LAJIDA Positivo e de Capacidade de Realização de Investimentos Mínimos e de Gerenciamento da Dívida (ANEEL, 1999, 5º termo aditivo, fl.17).

Estes indicadores foram então inseridos no contrato para prorrogação da concessão, os quais deverão ser atingidos nos primeiros cinco anos. Porém, o termo aditivo parece conter um equívoco em seu anexo III, tendo em vista que no primeiro parágrafo deste anexo é estipulado os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, para os primeiros cinco anos da prorrogação. Contudo, na sub-cláusula segunda do mesmo anexo, é estabelecido também regras para os primeiros cinco anos, com metas intermediárias para cada ano, progressivamente mais exigentes, porém estas metas são menores que os parâmetros mínimos estabelecidos. Como isto não faria sentido de existir, entende-se que a regra estabelecida como mínima deverá ser atingida ao fim do quinto ano, bem como mantido durante o restante da concessão. No caso da CELESC (ANEEL, 1999) as metas serão contadas a partir de 1º de janeiro de 2016. Assim, o quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 56/1999 da CELESC Distribuição, estabeleceu os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira pela seguinte condição:

Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida ≥ 0

Onde:

Geração Operacional de Caixa: Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) ajustado por eventos não recorrentes;

Investimentos de Reposição: Quota de Reintegração Regulatória (QRR); e

Juros da Dívida: Dívida Líquida x (1,11 x SELIC) (ANEEL, 1999, 5º termo aditivo, fl.26).

Devesse observar que a análise do LAJIDA contemplara a verificação das receitas e despesas operacionais da distribuidora, sendo a receita desta oriunda das revisões tarifárias aprovadas pela ANEEL, nas quais, o reposicionamento da receita requerida pela distribuidora, não inclui os tributos incidentes sobre a tarifa, sendo esta, dividida em duas parcelas. A primeira denominada de *parcela A*, refere-se a: encargos setoriais; energia elétrica comprada; custos de conexão e de uso das instalações de transmissão; e receitas irre recuperáveis; ou seja, são os custos não gerenciáveis pela empresa. E a segunda parcela, chamada de *parcela B*, é associada aos custos operacionais e de capital considerados eficientes, incluindo as despesas de depreciação, ou seja, refere-se a cobertura dos custos considerados eficientes, relacionados a atividade de distribuição de eletricidade, as quais a empresa possui capacidade de administrar.

As despesas da parcela B são referentes a operação e manutenção dos serviços de distribuição, basicamente as de pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros, conhecido como PMSO, incluindo ainda os custos de depreciação e a remuneração dos investimentos realizados para prestação do serviço. Assim, o LAJIDA será referente a parcela B, sendo necessário despesas com PMSO menores que a receita operacional da parcela B (SILVA; HORN, 2016). Ou seja, os parâmetros mínimos são dados pela condição:

LAJIDA (Parcela B – PMSO) – Depreciação QRR³² – Juros da Dívida ≥ 0

As definições dos conceitos utilizados na condição de sustentabilidade econômico-financeira bem como o cálculo do LAJIDA foram especificadas pela ANEEL conforme se encontra no Anexo I. Em uma eventual alteração do plano de contas, o regulador divulgará as novas contas contábeis correspondentes. O atendimento dos critérios de eficiência em

³² Descrição conforme ANEXO I.

relação a gestão econômico-financeira dependera, nos primeiros cinco anos, da observância das inequações abaixo:

- (I) **LAJIDA ≥ 0 (até o termino de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);**
- (II) **[LAJIDA (-) QRR] ≥ 0 (até o termino de 2018 e mantida em 2019 e 2020);**
- (III) **{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (até o termino de 2019); e**
- (IV) **{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (até o termino de 2020) (ANEEL, 1999, 5º termo aditivo, fl.26).**

As inequações são os limites que deverão ser alcançados até os prazos estabelecidos e mantidos para o período a partir do sexto ano civil do início da prorrogação da concessão. Para o ano de 2016 não foi estipulado metas intermediárias. Para a sustentabilidade no primeiro ano de apuração do indicador econômico-financeiro, que se dará no fim de 2017, será exigido pela ANEEL um LAJIDA ajustado e positivo, ou seja, despesas com PMSO menores que a receita operacional da parcela B da tarifa. Para o ano de 2018 a geração de caixa deve, além de cobrir o PMSO, ser suficiente para investimentos de reposição, cobrindo a aquisição e introdução de melhorias em equipamentos e instalações. Esses investimentos em bens de capital, conhecidos como CAPEX (Capital Expenditures), devem no mínimo, repor a parcela da infraestrutura depreciada no período, ou seja, investir no sistema de distribuição para que ele não se deteriore, cobrindo a QRR.

Em 2019 e 2020, será analisado se o LAJIDA é compatível com o endividamento da concessionária, ou seja, se é suficiente para pagar além dos custos com PMSO e os investimentos mínimos para a QRR, também cobrir os custos da dívida da empresa, devendo apresentar uma redução no nível de endividamento em 2019 para que em 2020 alcance a sustentabilidade econômico-financeira estabelecida para a concessão (SILVA; HORN, 2016). É de se salientar que a SELIC, constante nas inequações, será limitada ao valor de 12,87% ao ano, caso supere esse percentual (ANEEL, 1999).

Assim, como nas metas para a eficiência da qualidade, o descumprimento das metas estabelecidas para a eficiência econômico-financeira por dois anos consecutivos durante os cinco primeiros anos ou no ano de 2020, acarretará a **extinção da concessão** nos termos previstos no mesmo aditivo contratual, respeitado as disposições do contrato, em especial, o direito à ampla defesa. Para o período a partir do sexto ano civil posterior a prorrogação da concessão, o descumprimento de limites dos critérios de eficiência em relação a gestão econômico-financeira, implicará na abertura de processo de caducidade.

Será considerado descumprimento dos parâmetros mínimos, para o período após os cinco primeiros anos, o não atingimento por dois anos consecutivos dos parâmetros mínimos visto acima. O descumprimento destes indicadores implicará ainda na limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio, a aceitação de um regime restritivo de contratos com partes relacionados e a exigência de aporte anual de capital pelo sócio controlador, em montante suficiente para atender a condição de sustentabilidade mínima (ANEEL, 1999).

Evolução do LAJIDA CELESC.

O critério de sustentabilidade econômico-financeira, baseada no LAJIDA, apresenta grandes desafios. Apesar de a média histórica da CELESC ser positiva, para se atingir as metas estabelecidas será necessária diminuição significativa com custos operacionais (PMSO), o que pode colocar em risco ou dificultar ainda mais o atendimento das metas de qualidade vistos acima, ou seja, será necessário um ganho de eficiência (JORNAL DA CELESC 2015).

Em outras palavras, para manter a concessão, a obrigação na melhoria em qualidade dos serviços será mais exigente e cara; por outro lado, haverá maior controle sobre as tarifas.

As projeções realizadas, referentes à “eficiência com relação à gestão econômico-financeira”, mostram que, se não reduzir seus custos e não obtiver o equilíbrio econômico-financeiro, a Celesc pode perder a concessão em 2020 (JORNAL DA CELESC, 2015, p.7).

Além disto, a empresa deverá buscar eficiência em seus processos visando o enfrentamento da crise política e econômica que o país vem passando o que tem feito que sua demanda sofra redução. O ano de 2015 foi o primeiro, em uma longa série histórica, onde a empresa apresentou redução no seu volume de energia distribuída, apresentando uma redução de 2,1% na sua distribuição cativa, gerando dificuldades para evolução do LAJIDA. É de se observar que a redução dos custos (PMSO) não ocorre na mesma proporção e velocidade, penalizando fortemente a geração de caixa operacional da companhia (CELESC, 2015).

No ano de 2015 a CELESC encerrou o período com uma;

(...) receita operacional líquida 9,9% maior do que a registrada no ano anterior, somando R\$6,8 bilhões, ao passo que o EBITDA consolidado das operações teve queda de 66,6%, para R\$354 milhões. O lucro líquido do período foi de R\$130 milhões, uma queda de 74,5% quando comparado ao

resultado de 2014. Tais resultados refletem, além dos impactos da estagnação econômica do País que ocasionou redução no consumo de energia, efeitos não recorrentes contabilizados positivamente no exercício de 2014, como a reversão de provisão referente à Recomposição Tarifária Extraordinária de 2002, no valor de R\$221,6 milhões, e a contabilização de ativos financeiros setoriais, referentes ao reconhecimento de valores pagos pela distribuidora para a compra de energia além do previsto na tarifa cobrada dos consumidores (CELESC, 2015, fl.1).

Assim, se observado os valores obtidos pela CELESC, a partir do ano de 2010, podemos perceber uma grande variação dos valores do LAJIDA, descritos como EBITDA na Tabela 3 abaixo, apesar de geralmente apresentarem valores positivos.

Tabela 3 - Variação EBITDA CELESC entre 2010 e 2015 em milhões de Reais.

Ano	Receita Operacional Líquida - ROL	EBITDA	Margem EBITDA (ROL)
2010	4.036.765	421.685	10,45%
2011	4.191.414	593.001	14,15%
2012	4.414.979	-222.663	-5,04%
2013	4.872.377	353.298	7,25%
2014	6.245.241	1.063.958	17,04%
2015	6.864.695	354.804	5,17%

Fonte - Relatórios Financeiros da CELESC divulgadas junto a BM&FBovespa (2015).

Nota - Dados de relatórios dos anos de 2011 a 2015.

Conforme pode ser visto nesta Tabela seu pior resultado, entre os anos de 2010 e 2015, foi apresentado em 2012, com um valor negativo de R\$ 222.663,00 milhões, o que representa uma variação negativa em relação a sua ROL (Receita Operacional Líquida) de - 5,04%. Vale lembrar que este foi o ano da publicação da Medida Provisória nº 579/2012 que deu início a possibilidade das prorrogações. Contudo, neste ano o grupo CELESC encerrou o exercício com ROL de R\$ 4.414.979 bilhões, uma evolução de 5,1% em relação a 2011 como pode ser observado na Tabela 3 (CELESC, 2012). Porém, apresentou prejuízo consolidado de R\$ 258,4 milhões ocasionado principalmente;

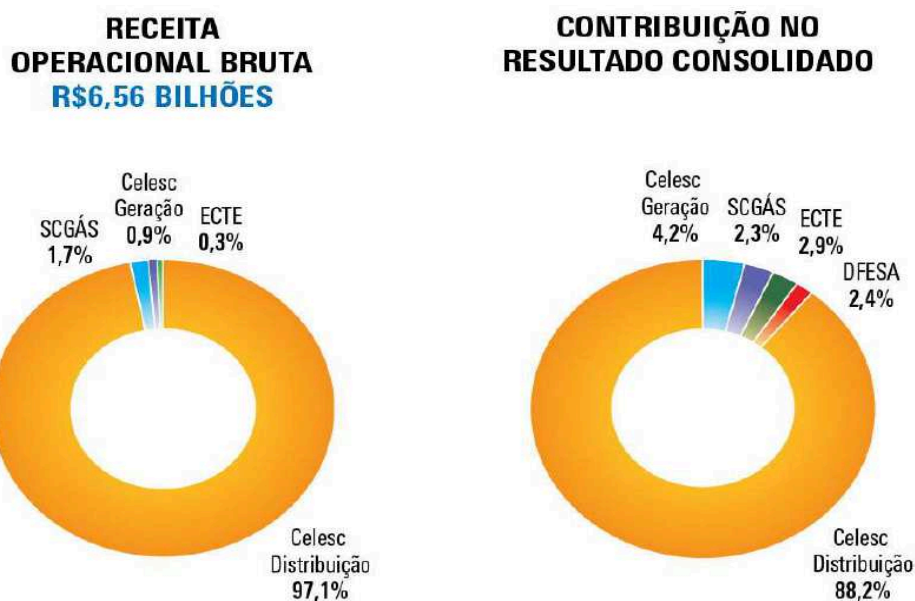
(...) pelo reconhecimento contábil do Valor Justo negativo do investimento na Casan no valor de R\$77,7 milhões, do Programa de Demissão Voluntária – PDV no valor de R\$290,0 milhões, da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD das têxteis no valor de R\$79,2 milhões, do acréscimo no valor da energia comprada para revenda, 40,5% maior que o mesmo período de 2011 na Celesc D e do reconhecimento contábil da Provisão para Perdas no valor de R\$123,8 milhões do Ativo Imobilizado “Impairment Test” de suas Usinas na Celesc G (CELESC, 2012, fl.12).

Já seu melhor resultado foi obtido no ano de 2014 com um valor de R\$ 1.063.958,00 bilhão, representando uma margem em relação a sua ROL de 17,04%, contudo;

Esse desempenho reflete, entre outros efeitos, a contabilização de ativos financeiros setoriais (ativos regulatórios) no valor de R\$452,8 milhões e reversão de provisão jurídica relevante de R\$221,6 milhões. Se desconsiderarmos os efeitos não-recorrentes do período, ainda assim, o EBITDA teria somado R\$541 milhões (alta de 22% em relação ao EBITDA Ajustado de 2013) e o Lucro Líquido do exercício registrado R\$253,5 milhões (27% acima do lucro de 2013, também ajustado pelos mesmos efeitos) (CELESC, 2014, fl.3).

Dados estas observações, percebe-se que os valores obtidos neste indicador para o grupo são muito positivos. A média para este período, excluindo os anos de 2012 e 2014, devido as variações não costumeiras é de R\$430.697,00 milhões. Como a CELESC Distribuição é responsável pela parcela mais significativa da companhia, conforme Gráfico 7 abaixo, e considerar-se como sendo responsável por contribuir com 88% do resultado, teríamos o valor de R\$379.013,4 milhões de média, excluindo os anos de 2012 e 2014.

Gráfico 7 - Participação das empresas do grupo no ROB e no Resultado Consolidado do exercício de 2011.



Fonte - CELESC, (2011).

Contudo, para se ter noção da trajetória necessária para o LAJIDA da CELESC nos próximos anos, de forma capaz a cumprir as metas estabelecidas pela ANEEL, a companhia elaborou o EBITDA médio para a distribuidora entre os anos de 2012 a 2014, sem correção,

com base nas informações contábeis ajustadas pela ANEEL, a qual não considera os efeitos não recorrentes, assim apresentando um valor mais cauteloso. O valor médio encontrado foi de R\$ 273.100,00 milhões, sendo este utilizado como parâmetro de comparação para as projeções futuras, as quais foram divulgadas pelas centrais sindicais dos eletricitários de Santa Catarina em uma cartilha, conforme Figura 3 (SILVA; HORN, 2016).

Figura 3 - Simulação das metas para a sustentabilidade econômico-financeira.

Trajetória da Celesc (Dados elaborados com base nas informações contábeis ajustadas pela ANEEL, dos últimos 3 anos antes do decreto, sem correção):			
2016	Não tem metas financeiras estabelecidas	2019	$\frac{\text{DÍVIDA LÍQUIDA}}{\text{EBITDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{80\% \text{ Selic}}$ $8,1 \leq 9,8$
2017	$\text{EBITDA} \geq 0$ $273,1 \geq 0$	2020	$\frac{\text{DÍVIDA LÍQUIDA}}{\text{EBITDA} - \text{QRR}} \leq \frac{1}{111\% \text{ Selic}}$ $8,1 \leq 7$
2018	$\text{EBITDA} - \text{QRR} \geq 0$ $92,7 \geq 0$	<ul style="list-style-type: none"> • Simulação (utilizamos os dados contábeis ajustados pela ANEEL para EBITDA e DÍVIDA LÍQUIDA e o QRR regulatório sem correção pelo IGPM) • Fórmula 	

Fonte - Silva e Horn, (2016).

Através desta simulação pode-se perceber que a companhia, caso mantido o LAJIDA médio dos últimos três anos anteriores ao Decreto nº 8.461/2015, somente violaria as metas estabelecido pelo regulador no ano de 2020. Porém, conforme as regras estabelecidas, a violação de qualquer dos indicadores no último ano de avaliação para a prorrogação da concessão (2020), acarretará a extinção da concessão.

O indicador econômico-financeiro parece estar em condição mais confortável que os indicadores da qualidade, contudo requer um planejamento e elaboração de medidas que possam promover uma melhora considerável, tendo em vista que a receita é regulada e a redução das despesas é de difícil execução e com impactos nos indicadores de qualidade. Por isso a CELESC vem reduzindo seus custos com PMSO, onde, em 2011 esse custo ultrapassava a meta em R\$ 230 milhões. Em 2014 esta diferença caiu pra R\$ 161 milhões, porém ainda muita acima dos custos incorporados na tarifa (JORNAL DA CELESC, 2016). Mantendo foco na eficiência operacional, a companhia também registrou, em 2015, redução

de 5,6% (-R\$48,6 milhões) nas suas despesas operacionais gerenciáveis em relação a 2014 (CELESC, 2016).

Ressalta-se que este debate vem ocorrendo desde 2012, quando foi elaborado o plano diretor da companhia, chamado de CELESC 2030, o qual estabelece metas de longo prazo para melhoria da rentabilidade, foco no crescimento, estratégias de incentivo à produtividade e avaliação de resultados. Outros pontos a serem trabalhados são a recuperação de receita com combate aos furtos e fraudes de energia e a negociação com os inadimplentes (JORNAL DA CELESC, 2016).

Em sua elaboração, o Celesc 2030 foi desdobrado em três planos: o Plano Diretor, com visão de longo prazo para o Grupo (até quinze anos); o Plano Regulatório, para consolidar o posicionamento da Companhia; e o Planejamento Estratégico, com detalhamento das ações e metas para os próximos cinco anos. Para que as metas estabelecidas pelo Plano Diretor sejam realmente efetivadas, a Empresa conta com os Contratos de Gestão e Resultados e os Acordos de Desempenho, ferramentas necessárias para envolver toda a empresa na execução da estratégia (CELESC, 2013, fl.1).

Outro ponto importante do plano diretor foi o lançamento em 2013 do Programa de Eficiência Operacional – o “Eficiência Máxima”, um desdobramento de cinco iniciativas do Celesc 2030, visando a diminuição dos custos com ganhos de qualidade dos serviços prestados (CELESC, 2013).

Entre os anos de 2011 e 2014, a CELESC conseguiu uma economia de mais de R\$ 200 milhões em processos operacionais, o que representa 51% dos recursos investidos (R\$ 391 milhões) na Celesc Distribuição em 2014. Um aspecto relevante, nesse sentido, é a automação, a qual é buscada constantemente nos projetos de manutenção e construção das redes, pois permite aumento de eficiência e mais qualidade nos serviços (CELESC, 2014). Contudo, outros pontos importantes para a melhora dos indicadores de qualidade, DEC e FEC, como serviços de manutenção com linha viva³³, poda e roçada, são contabilizados como custos e por isso sujeitos a cortes. Assim, será necessário promover melhorias na qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica com redução de custos, juntamente com uma capacidade de investir de forma mais eficiente. Investimentos estes que sejam capazes de promover a expansão, bem como a elevação da qualidade dos sistemas já existente (SILVA; HORN, 2016).

Outro fator que será muito importante para os parâmetros de sustentabilidade econômica e financeira, será a revisão tarifária ordinária que se encontra em processo de

³³ Serviços executados com as redes energizadas (Ligadas).

apuração e deverá ser aplicada a partir de 22 de agosto. Esta poderá afetar de forma significativa a geração de receitas operacionais da CELESC pois serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do fator X^{34} , com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 1999).

³⁴ Mecanismo que permite o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade projetados para as empresas no intervalo entre as revisões tarifárias periódicas (ANEEL, 2015).

CAPITULO 4 – CONCLUSÕES

Conforme exposto no desenvolvimento deste trabalho, conclui-se que a tarefa da ANEEL, como ente regulador, é bastante complexa, pois além das assimetrias de informação e os milhares de processos complexos para serem analisados de forma a se estabelecer uma produção eficiente do ponto de vista econômico, existem grandes dificuldades devido a complexidades políticas e administrativas, as quais se mostram extremamente voláteis dadas as convicções e objetivos de cada novo governo.

Observa-se que o marco regulatório brasileiro é muito complexo, confuso e marcado pelo desapego as regras e normas inicialmente propostas, sendo estas constantemente alteradas. Desta forma, acabou-se produzindo um conjunto de incertezas e inseguranças, tanto para as empresas, como para os consumidores, tornando o setor um ambiente hostil e de elevado risco. Isto acaba gerando grande insegurança jurídica, provocando aumento significativo dos riscos envolvidos no negócio. Estes riscos estão associados sobretudo, no caso brasileiro, às ações do regulador, o qual é subjetivo e sujeito a interferências externas provocando instabilidade jurídica, falta da previsibilidade e transparência no setor.

Após a edição da medida provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, foi novamente autorizado que as concessões para distribuição de energia elétrica fossem prorrogadas por mais trinta anos, sem a exigência de novas licitações. Desta forma, se a cada final dos prazos de concessão for permitido prorrogá-las devido a edição de nova legislação, as concessões serão eternas, sendo assim, não se deveria mais falar em concessão e sim em uma transferência da titularidade dos serviços públicos de energia elétrica.

Contudo, a nova prorrogação estabeleceu a fixação de metas e condições para a qualidade e sustentabilidade econômico-financeiro bastantes exigentes e que demandarão grande ganho de eficiência da companhia, em especial, durante o período de avaliação (cinco primeiros anos). A CELESC terá que se comprometer com mais investimentos em suas redes. Estas regras determinam a necessidade de um comprometimento efetivo da concessionária, a qual somente manterá a concessão com a melhora significativa de seus índices de qualidade, bem como de sua saúde financeira.

As metas de qualidade estabelecias para a CELESC se mostram como a maior dificuldade que a companhia encontrará para manter seu contrato de concessão. O FEC exigirá uma melhora nos primeiros cinco anos de 14,9% se comparado ao atingido em 2015. Evolução essa bem acima da média que a CELESC conquistou nos últimos anos. Supondo

que a CELESC seja capaz de evoluir a cada ano 2,14%, ainda assim não conseguiria assegurar a concessão. Porém, nos dois primeiros anos o FEC se encontra em uma situação mais confortável.

O DEC, deve concentrar atenção máxima da CELESC no curto prazo, pois este indicador poderá levar a perda da concessão da distribuição de energia elétrica ao fim de 2018. Este indicador já ultrapassou as metas estabelecidas nos anos de 2014 e 2015, mesmo com uma significativa elevação dos expurgos nestes dois anos. Caso a ANEEL não tivesse elevado o valor do DEC a ser atingido no ano de 2016, a CELESC poderia perder a concessão já no fim de 2017. Se observado a evolução da variação dos extremos para o DEC nos últimos dez anos temos 21,11% de melhora. Já a evolução exigida pelo regulador para a manutenção da concessão nos próximos cinco anos é de 23% se comparado ao atingido pela CELESC em 2015, ou seja, nos próximos cinco anos será necessária uma melhora maior da que a obtida nos últimos dez anos. É necessário um ganho médio ao ano acima do observado nos últimos dez anos.

Para o indicador de sustentabilidade econômico-financeira a CELESC se encontra em uma situação mais confortável a princípio, pois apresenta um bom histórico. Utilizando uma média mais conservadora, realizada entre os anos de 2012 e 2014, se tem o valor de R\$ 273.100,00 milhões. Caso a companhia consiga repetir este desempenho durante os cinco primeiros anos, somente ultrapassaria a meta no último ano (2020). Porém, isto não significa que seja fácil manter este índice nos patamares exigidos. Existem muitas variáveis capazes de interferir nos resultados a serem obtidos, em especial, a atual conjuntura político-econômica, a revisão tarifária em curso e também pelo fato de a CELESC possuir custos operacionais (PMSO) acima do regulatório, ou seja, está acima dos custos remunerados na tarifa pela ANEEL. Esta diferença é coberta pelo lucro ou através de endividamento, em ambos os casos ocorre impactos negativos para se atingir as metas estabelecida pelo regulador. Este fator deverá ser analisado em toda sua amplitude, haja vista que agora deverá ter menores custos com melhoras significativas na qualidade do serviço.

É necessária diminuição dos gastos em atividades consideradas pelo regulador como custos e ampliação dos gastos no sistema elétrico considerados investimentos, ampliando a qualidade dos serviços prestados. A melhoria da qualidade deve se dar através de gastos de investimentos, tanto nas redes e subestações existentes como na ampliação do sistema, ou seja, é preciso investir mais na infraestrutura, tecnologia e ampliação do sistema elétrico, bem como na melhora dos processos existentes.

Assim, conclui-se que o atingimento das metas estabelecidas para a manutenção da prorrogação da concessão será de extrema dificuldade. A Celesc já vem realizando ações positivas, porém será necessária ampliar a velocidade da implantação e operacionalização dessas ações, com maior empenho do conselho de administração, diretoria e funcionários de forma a tornar a eficiência a tônica da companhia.

Deve-se ressaltar ainda que as políticas para o setor elétrico devem ser de Estado e não de Governo, ao contrário do que parece ocorrer no caso do Brasil. Neste sentido os valores estabelecidos pelo regulador como parâmetros de eficiência devem ser periodicamente analisados com o intuito de se buscar o ponto eficiente da produção, de forma a não penalizar consumidores e nem a empresa por problemas não recorrentes, bem como pelas dificuldades do próprio regulador em estabelecer metas críveis. Porém, é de se ressaltar que as empresas do setor elétrico, em especial as distribuidoras, estão atualmente sujeitas aos interesses políticos partidários, dado a grande flexibilização das normas e procedimentos que regem, não só o setor, mas também as regras para as prorrogações das concessões.

Por fim, deve ainda o regulador possuir flexibilização suficiente em seus instrumentos de controle, de forma a permitir ganhos para os consumidores e empresas através de inovações tecnológicas, como por exemplo, os *smart grid*³⁵ e a geração distribuída.

³⁵ As chamadas “redes inteligentes”, são os sistemas de transmissão ou distribuição de energia elétrica que foram dotados de recursos de tecnologia da informação e de elevado grau de automação de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional.

REFERÊNCIAS

ABRACE, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. **Uma Introdução ao Setor Elétrico**. 2015. Disponível em: http://www.abrace.org.br/public/downloads/manual_energia_eletrica.pdf>. Acesso em: 19 out. 2015

ALBURQUERQUE, Bárbara Louise Ferreira Gomes Silva de. **Aspectos legais e constitucionais acerca da prorrogação das concessões de energia elétrica vincendas em 2015**. 2014. 81 f. TCC (Graduação) - Curso de Bacharelado em Direito, Faculdade Sete de Setembro - FASETE, Paulo Afonso, 2014. Disponível em: <<http://201.59.77.242/biblioteca/VisualizarMonografia.asp?CodPublic=7447>>. Acesso em: 15 de jan. 2015

ACENDE, Instituto Acende Brasil. **Análise do Processo de Revisão Tarifária e da Regulação por Incentivos**. Cadernos de política tarifária #1. Outubro de 2007. Disponível em <<http://www.acendebrasil.com.br/br/estudos>>. Acesso em: 19 de dezembro de 2015.

ACENDE, Instituto Acende Brasil. **Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos**. White paper. 3. ed. Janeiro de 2011. Disponível em <<http://www.acendebrasil.com.br/br/estudos>>. Acesso em: 19 de dezembro de 2015.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 31 nov. 2015

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisa.cfm?regiao=SU>. Acesso em: 15 mar. 2016

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 1999. **Contrato de concessão nº 56/99**, processo nº 48100.001138/96-40, para distribuição de energia elétrica que celebram a União e a Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), 22 de julho de 1999, e termos aditivos. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 30 nov. 2015

BILAS, Richard A. **Teoria microeconômica**. 8. ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1980.

BITENCOURT, Rafael. **Aneel aprova aditivo para renovação de concessões de 41 distribuidoras**. 2015. Produzido por Valor Econômico. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/4278518/aneel-aprova-aditivo-para-renovacao-de-concessao-de-41-distribuidoras>>. Acesso em: 20 mar. 2016.

BORENSTEIN, Carlos Raul et al (Org.). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre, RS: Sagra Luzzatto, 1999. 279 p.

BRASIL. **Decreto nº 8.461**, de 2 de junho de 2015. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Brasília, DF, Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 05 set. 2015.

BRASIL. **Decreto nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços público previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília, DF, Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 05 set. 2015.

BRASIL. **Decreto nº 1.717**, de 24 de novembro de 1995. Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de junho de 1995, e dá outras providências. Brasília, DF, Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 05 set. 2015.

BRASIL. **Lei nº 9.074**, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF, Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 06 set. 2015.

BRASIL. **Lei nº 12.783**, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe Sobre As Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, Sobre A Redução dos Encargos Setoriais e Sobre A Modicidade Tarifária; Altera As Leis nos 10.438, de 26 de Abril de 2002, 12.111, de 9 de Dezembro de 2009, 9.648, de 27 de Maio de 1998, 9.427, de 26 de Dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de Março de 2004; Revoga Dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de Março de 1993; e Dá Outras Providências. Brasília, DF, Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 05 set. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia (Org.). **Projeto RESEB-COM**: Sumário executivo das sugestões. Brasília: Departamento Nacional de Política Energética, 2001. 248 f. Disponível em: <http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/Proj_RESEB.pdf>. Acesso em: 21 out. 2015.

BRITO, Erico Henrique Garcia de. **Revisão tarifária e diferenças regionais**: Um estudo de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil. 2009. Dissertação (Mestrado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-30092010-153101/>>. Acesso em: 19 de out. 2015

CALDEIRA, Thiago Costa Monteiro. Fim dos Contratos de Concessão no Setor Elétrico: Regras, Incentivos e propostas. In: Congresso internacional de distribución elétrica. 2014, Buenos Aires. **Anais...** Buenos Aires, Cacier, 2014. 6 p. Disponível em: <<http://www.cidel2014.com/>>. Acesso em: 15 ago. 2015. (s.l.).

CASTRO, Nivalde J. de; BRANDÃO, Roberto. **Questões sobre a Renovação das Concessões de Distribuição:** Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 54. 2013. 15 f. Grupo de Estudo do Setor Elétrico - GESEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/Publications>>. Acesso em: 06 fev. 2016.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina (Santa Catarina). **Histórico de demonstrativos financeiros padronizados:** Relatório da administração/Comentário do desempenho. Florianópolis: BM&FBovespa; 2011. 26 f. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-variavel/empresas-listadas.htm?codigo=2461>. Acesso em: 24 abr. 2016.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina (Santa Catarina). **Histórico de demonstrativos financeiros padronizados:** Relatório da administração/Comentário do desempenho. Florianópolis: BM&FBovespa; 2012. 20 f. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-variavel/empresas-listadas.htm?codigo=2461>. Acesso em: 24 abr. 2016.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina (Santa Catarina). **Histórico de demonstrativos financeiros padronizados:** Relatório da administração/Comentário do desempenho. Florianópolis: BM&FBovespa; 2013. 31 f. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-variavel/empresas-listadas.htm?codigo=2461>. Acesso em: 24 abr. 2016.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina (Santa Catarina). **Histórico de demonstrativos financeiros padronizados:** Relatório da administração/Comentário do desempenho. Florianópolis: BM&FBovespa; 2014. 32 f. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-variavel/empresas-listadas.htm?codigo=2461>. Acesso em: 24 abr. 2016.

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina (Santa Catarina). **Histórico de demonstrativos financeiros padronizados:** Relatório da administração/Comentário do desempenho. Florianópolis: BM&FBovespa; 2015. 39 f. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-variavel/empresas-listadas.htm?codigo=2461>. Acesso em: 24 abr. 2016.

CELESC. **Centrais Elétricas de Santa Catarina**. 2016. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/>>. Acesso em: 11 jan. 2016

COLOMBO, Valter Luís Barbieri et al. Diferenças Entre o Valor do EBITDA Divulgado Pelas SA e o Apurado Metodologicamente: Estudo de 257 SA Brasileiras Listadas na BM&FBOVESPA; In: 5º CONGRESSO UFSC DE CONTROLADORIA E FINAÇAS & INICIAÇÃO CIENTIFICA EM CONTABILIDADE. 2014, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: UFSC, 2014. p. 1 - 15. Disponível em: <http://dvl.ccn.ufsc.br/congresso/artigos/trabalhos_aprovados>. Acesso em: 07 abr. 2016.

ELETROPAULO, AES. **Conceito de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <https://www.aeseletropaulo.com.br/educacao-legislacao-seguranca/informacoes/conteudo/conceitos-de-energia-eletrica> >. Acesso em: 14 out. 2015

GANIM, Antônio. **Setor elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 2. ed. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003. 508 p. Disponível em: <<http://www.ganim.com.br/site/>>. Acesso em: 01 jul. 2015.

HAGE, Fabio Sismotto El. 61. **A estrutura tarifária de uso das redes de distribuição de energia elétrica no Brasil: Análise crítica do modelo vigente e nova proposta metodológica**. 01/02/2011. 238 f. Doutorado em engenharia elétrica, Instituição de Ensino: Universidade de São Paulo, São Paulo. Biblioteca Depositária: POLI. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04042011-122312/en.php>>. Acesso em: 5 set. 2015.

IUDÍCIBUS, Sérgio de. **Análise de balanços**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 254 p.

IPEA. **Infraestrutura Econômica no Brasil: Diagnósticos e Perspectivas para 2025**. Livro 6, volume 1. Brasília: IPEA, 2010.

JORNAL DA CELESC: **Prorrogação da concessão traz muitos desafios para 2016**. Florianópolis, fev. 2016.

JORNAL DA CELESC: **Concessão em risco? É hora de encarar um novo desafio**. Florianópolis, ago. 2015.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx >. Acesso em: 26 mar. 2016.

PRESSI, Guilherme. Análise do EBITDA para tomada de decisão. **Revista Cadeia Produtiva**, Cachoeirinha, v. 1, n. 1, p.1-12, 07 nov. 2012. Semestral. Disponível em: <<http://ojs.cesuca.edu.br/index.php/revistaadministracaoetc/index>>. Acesso em: 07 abr. 2016.

KESSLER, Marcos Rodolfo. **A regulamentação econômica no setor elétrico Brasileiro: Teoria e evidências**. 2006. 170 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Econômicas, Departamento de Economia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2006. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/11533>>. Acesso em: 09 nov. 2015.

MANKIW, N. Gregory. **Princípios de microeconomia**. 5. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2009. 502 p. Tradução de: Alan Vidigal Hastings e Elisete Paes e Lima.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel. L. **Microeconomia**. 8. Ed., São Paulo: Ed Prentice Hall, 2014.

PINHEIRO, Armando C.; GIAMBIAGI, Fabio. **Rompendo o Marasmo: A Retomada do Desenvolvimento no Brasil**. São Paulo: Campus/Elsevier, 2006.

PINHEIRO, Thelma Maria Melo. **Regulação por incentivo à qualidade: Comparação de eficiência entre distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. 2012. 177 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2012. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/12795>>. Acesso em: 15 set. 2015.

PONTES, João R. (1998), SANTANA, E. A. & OLIVEIRA, C.A.N.V. de (2000). A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica no Brasil. In: BORENSTEIN et al. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Luzzatto, 2000.

RAMOS, José Maria Rodriguez. **Lionel Robbins: Contribuição para a metodologia da economia**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 1993. 161 p. Biblioteca Edusp de economia; 4.

SALES, Gustavo Manguiera de Andrade. **Proposta de um modelo utilizando análise envoltória de dados – DEA na definição das metas dos indicadores da qualidade comercial das distribuidoras de energia elétrica – DER e FER**. 2011. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Regulação e Gestão de Negócios, Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2011. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/9494?mode=full>>. Acesso em: 15 set. 2015.

SILVA, Ângelo Henrique Lopes da. **Mensuração da produtividade relativa para o setor de distribuição de energia elétrica nacional inserida no cálculo do fator X**. 2006. 105 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2006. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/4946>>. Acesso em: 05 set. 2015.

SILVA, Edson Luiz da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre, RS: Sagra Luzzatto, 2001. 183 p.

SILVA, José Pereira da. **Análise financeira das empresas**. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2010. 518 p.

SILVA, Leandro Nunes da; HORN, Paulo Guilherme. **Prorrogação da concessão: Desafios para os celesquianos**. Florianópolis: Intersindical dos Eletricitários de Santa Catarina - Intercel, 2016. 19 p. Cartilha do representante dos empregados no conselho de administração da Celesc e dos sindicatos da Intercel.

SILVA, Renata de Oliveira e. **Remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil: a situação das obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados**. 2013. 84 f. Dissertação (Mestrado) - Regulação e Gestão de Negócios, Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em: <<http://repositorio.unb.br/handle/10482/15430>>. Acesso em: 20 jan. 2016.

SOWELL, Thomas. **Basic Economics: A Common sense guide to the economy**. 4. ed. New York: Basic Books, 2011. 420 f. Perseus Books Group.

TCU. **Tribunal de Contas da União**. Processo nº TC 003.379/2015-9. Relator: Juiz José Múcio Monteiro. Brasília, DF, 14 de outubro de 2015. Acórdão Nº 2520/2015. Brasília: TCU. Disponível em: <<https://contas.tcu.gov.br/juris/Web/Juris/ConsultarTextual2/Index.faces>>. Acesso em: 22 fev. 2016.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia - Uma Abordagem Moderna**. 7. ed. São Paulo: Campos, 2006. 807 p. Tradução da 7ª ed.

ANEXOS I – Definições e informações adicionais.

LAJIDA ou EBITA: Lucro antes de Juros (Resultado Financeiro), Imposto (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização ou *Earns Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*. O LAJIDA expressa a Geração Operacional Bruta de Caixa ou a Quantidade de Recursos Monetários Gerados pela Atividade Fim da Concessionária. O LAJIDA para fins de cálculo das Equações de Sustentabilidade Econômico-financeira será calculado pelo somatório de:

Código BMP (contas devedoras com sinal positivo e credoras com negativo)	Descrição (considerando-se números em absoluto)
(-) 61	(=) Resultado das Atividades
(+) 61X5.X.17	(+) Depreciação
(+) 61X5.X.18	(+) Amortização
(+) 61X5.X.05.04	(+) Benefício Pós-Emprego - Previdência Privada - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.05.05	(+) Programa de Demissão Voluntária - PDV, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.05.09	(+) Outros Benefícios Pós-Emprego - Déficit ou Superávit Atuarial, se o saldo for devedor; (-) se for credor
(+) 61X5.X.12.01, se o saldo for credor	(-) Provisão para Devedores Duvidosos, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.02, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Trabalhistas, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.03, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Cíveis, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.04, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Fiscais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.05, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Ambientais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.06, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Regulatórios, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.07	(+) Provisão para Redução ao Valor Recuperável (subtração se Reversão Líquida)
(+) 61X5.X.12.99, se o saldo for credor	(-) Provisão - Outros, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.15, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos tributos sobre a Receita	(-) Recuperação de Despesas, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o Valor definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, acrescido da Variação Monetária do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de doze meses da aferição de Sustentabilidade Econômico-Financeira.

Dívida Líquida: Dívida Bruta deduzida dos Ativos Financeiros.

Dívida Bruta: Somatório de Passivos formado por:

Código BMP	Descrição
(-) 2X02	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures
(-) 2X04.1	Passivo Atuarial - Previdência Privada
(-) 2X04.2	Passivo Atuarial - Demais Benefícios Pós-Emprego
(-) 2X05.8	Parcelamentos de Tributos
(-) 2X16	Instrumentos Financeiros Derivativos
(-) 2105 (parcial)	Tributos em Atraso
(-) 2X01 (parcial)	Custos Setoriais em Atraso e Renegociados
(-) 2X08 (parcial)	Encargos Setoriais em Atraso e Renegociados
(-) 2X11	Passivos Financeiros Setoriais
(-) 2101.2 (parcial)	Suprimento de Energia Elétrica para Revenda - Curto Prazo sem cobertura tarifária
(-) 2101.4 (parcial)	Compra de Energia Elétrica para Revenda - Curto Prazo sem cobertura tarifária

Ativos Financeiros: Somatório de Ativos formado por:

Código BMP	Descrição
1101	Caixa e Equivalentes de Caixa
1X08	Investimentos Temporários
1X16	Instrumentos Financeiros Derivativos
1X11	Ativos Financeiros Setoriais
1119.1.09	Reembolsos do Fundo da CDE
1X19.3	Benefícios Pós-Emprego

Selic: Taxa Média Anual ponderada e Ajustada das Operações de Financiamento Lastreadas em Títulos Públicos Federais, calculada diariamente e apresentada no sítio do Banco Central do Brasil – <http://www.bcb.gov.br/?SELICACUMUL>. Neste endereço eletrônico, o Agente pode obter o Fator Acumulado correspondente aos doze meses de competência. Para fins específicos do disposto na Subcláusulas Segunda, a Selic deverá ser limitada ao valor de

12,87% (doze inteiros e oitenta e sete centésimos por cento) ao ano, caso supere esse percentual.

Fonte - CONTRATO ANEEL N° 056, 5º termo aditivo, fl.27-28, (1999).

ANEXOS II – Histórico dos Índices de continuidade da CELESC Distribuição.

Histórico dos Índices de continuidade da CELESC-DIS apurados, seus limites e números de consumidores.

ANO	2006	2007	2008	2009	2010
DEC APURADO	15,20	16,40	14,39	13,56	13,53
DEC LIMITE	22,75	21,06	19,45	19,53	18,67
FEC APURADO	12,15	12,45	10,54	9,79	10,22
FEC LIMITE	17,68	16,66	15,63	15,66	15,15
Nº DE CONSUMIDORES	2.054.143	2.119.379	2.188.633	2.256.287	2.310.153

ANO	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	17,15	16,51	15,50	15,16	14,67
DEC LIMITE	17,66	16,62	15,64	14,51	13,48
FEC APURADO	11,82	11,81	10,63	10,46	10,16
FEC LIMITE	14,34	13,41	12,80	11,92	11,01
Nº DE CONSUMIDORES	2.369.990	2.455.064	2.540.533	2.625.278	2.722.606

Fonte - ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>, (2016).

ANEXOS III – Indicadores DEC e FEC estratificados.

Indicadores DEC e FEC estratificados

Indicadores	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DECXP	0,08	0,06	0,09	0,05	0	0,01
FECXP	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	0,03
DECXN	0,08	0,19	0,1	0,13	0,08	0,06
FECXN	0,21	0,15	0,16	0,13	0,05	0,13
DECIP	2,33	2,92	2,92	2,33	2,16	2,09
FECIP	1,02	1,15	1,18	0,91	0,92	0,83
DECIND	11,08	13,97	13,38	12,97	12,92	12,51
FECIND	8,93	10,48	10,47	9,55	9,47	9,16
DECINE	0,83	1,67	0,29	0,4	0,89	1,94
FECINE	0,27	0,43	0,13	0,16	0,36	0,3
DECINC	3,41	1,77	2,25	2,17	5,65	6,85
FECINC	1,75	0,86	1,09	1,09	2,61	3
DECINO	0	0,02	0,05	0	0,13	0,03
FECINO	0	0,07	0,29	0	0,14	0,05
DECIPC	0,06	0	0	0,06	0,1	0,03
FECIPC	0,01	0	0	0,01	0,08	0
DECXPC	0	0	0	0	0	0
FECXPC	0,01	0	0	0	0	0
DECXNC	0	0	0	0	0,05	0,01
FECXNC	0	0	0,02	0,01	0,04	0,05
DECTOT	17,87	20,6	19,08	18,11	21,98	23,53
FECTOT	12,24	13,18	13,36	11,88	13,69	13,55

Fonte - ANEEL, <http://www.aneel.gov.br>, (2016).

Sigla	Descrição
DECTOT	DECTOT representa o total de todos os DEC's, ou seja, a duração total das interrupções
FECTOT	FECTOT representa o total de todos os FEC's, ou seja, a quantidade total das interrupções
DECXP	DEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada
FECXP	FEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada
DECXN	DEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada

FECXN	FEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada
DECIP	DEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada
FECIP	FEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada
DECIND	DEC de interrupção de origem interna não programada e não expurgável**
FECIND	FEC de interrupção de origem interna não programada e não expurgável**
DECINE	DEC de interrupção de origem interna não programada e ocorrida em situação de emergência, não ocorrida em Dia Crítico*
FECINE	FEC de interrupção de origem interna não programada e ocorrida em situação de emergência, não ocorrida em Dia Crítico*
DECINC	DEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida Dia Crítico*
FECINC	FEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida Dia Crítico*
DECINO	DEC de interrupção de origem interna não programada, vinculadas a racionamento ou alívio de carga solicitado pelo ONS, não ocorrida em Dia Crítico*
FECINO	FEC de interrupção de origem interna não programada, vinculadas a racionamento ou alívio de carga solicitado pelo ONS, não ocorrida em Dia Crítico*
DECIPC	DEC de interrupção de origem interna ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECIPC	FEC de interrupção de origem interna ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
DECXPC	DEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECXPC	FEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
DECXNC	DEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, não programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECXNC	FEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, não programada e ocorrida em Dia Crítico*

* Conforme definido no Módulo 1 do PRODIST.

** Os casos de expurgo são elencados no Módulo 8 do PRODIST.